National Energy Board | Office national de l'énergie

Reasons for Decision

TransCanada PipeLines Limited

RH-1-2001

November 2001

Tolls and Tariff

National Energy Board

Reasons for Decision

In the Matter of

TransCanada PipeLines Limited

2001 and 2002 Tolls and Tariff Application

RH-1-2001

November 2001

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2001-6E
ISBN 0-662-31118-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2001-6F
ISBN 0-662-86304-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta), T2P 0X8
Courrier électronique: publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur: (403) 292-5576
Téléphone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

Table of Contents

Recital and Appearances iii

Abbreviations v

Glossary of Terms vi

1. Introduction 1
- 1.1 Background 1
- 1.2 Overview of TransCanada's Tolls Application 3

2. Specific Tolls and Tariff Issues 6
- 2.1 Sharing of Risk Associated with Contract Non-Renewals 6
  - 2.1.1 Proposal and Views of the CA 6
  - 2.1.2 Proposal and Views of PG&E/El Paso 8
  - 2.1.3 Views of TransCanada 9
  - 2.1.4 Views of Parties Supporting TransCanada's Position 11
  - 2.1.5 Views of Other Parties Opposing TransCanada's Position 12
- 2.2 Proposed New Service Enhancements 15
  - 2.2.1 Views of TransCanada 16
  - 2.2.2 Views of Parties Opposing TransCanada's Proposal 16
- 2.3 Incentive Mechanisms 17
  - 2.3.1 Views of Parties Opposing TransCanada's Proposal 19
- 2.4 Pricing of IT Service 19
  - 2.4.1 Views of Parties Opposing TransCanada's Proposal 20
- 2.5 Depreciation 21
  - 2.5.1 Views of Parties Supporting TransCanada's Proposal 21
  - 2.5.2 Views of Parties Opposing TransCanada's Proposal 21
- 2.6 Proposed Additions to Rate Base 22
- 2.7 Summary Views on the S&P Settlement 23
  - 2.7.1 Views of TransCanada 23
  - 2.7.2 Views of Parties Supporting the S&P Settlement 23
  - 2.7.3 Views of Parties Opposing the S&P Settlement 24

3. Final Tolls versus Interim Tolls 27
- 3.1 Final Tolls versus Interim Tolls 27
  - 3.1.1 Views of TransCanada 28
  - 3.1.2 Views of Parties Supporting TransCanada's Position 29
  - 3.1.3 Views of Parties Opposing TransCanada's Position 29

4. Board's Decisions resulting from RH-1-2001 31
- 4.1 The S&P Settlement 31
- 4.2 The Board's Settlement Guidelines 31
- 4.3 Proposed Additions to Rate Base 31
- 4.4 Final Tolls versus Interim Tolls 31
- 4.5 TransCanada's 2003 Tolls and Tariff Application 31

5. Disposition 32

List of Tables

1-1 TransCanada's 2001 Revenue Requirement 5

List of Appendices

I Toll Order AO-2-TGI-6-2000 33

Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act* and the Regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an application dated 3 May 2001 by TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) for certain orders respecting approval of the Mainline Service and Pricing Settlement - 1 January 2001 to 31 December 2002 (the S&P Settlement) and the implementation of the provisions of the S&P Settlement in TransCanada's Tolls and Tariff for 2001; and

IN THE MATTER OF Hearing Order RH-1-2001;

HEARD in Calgary, Alberta on 18, 19, 20, 21, 24, 25, 26, 27 September 2001 and 1 and 2 October 2001;

BEFORE:

J.A. Snider	Presiding Member
J.-P. Théorêt	Member
D.W. Emes	Member

Appearances		**Witnesses**
C. K. Yates P.R. Jeffrey	TransCanada PipeLines Limited	M. Feldman S.A. Emond R.A. Whitmore P.R. Carpenter
D.G. Davies N.J. Schultz	Canadian Association of Petroleum Producers	
P.C.P. Thompson, Q.C.	Industrial Gas Users Association	P.L. Fournier
R. Fraser	AEC Marketing	
R. Power	Alliance Pipeline Ltd.	
C. Worthy	BP Canada Energy Company	
J.D. Brett B. Czarnecki	Centra Gas Manitoba Inc.	H.P. Stephens
R. King	Cogenerators Alliance	G.E. Briden A.S. White
G. Nettleton	Consumers' Gas Company Ltd. (Operating as Enbridge Consumers Gas)	
K. McKnight	Coral Energy Canada Inc.	

Appearances		Witnesses
H. Huber	Dynegy Gas Transportation, Inc. and Dynegy Marketing and Trade, a division of Dynegy Canada Inc.	
R. Cohen L. Confrancisco	Foothills Pipe Lines Ltd.	
R.R. Moore	Imperial Oil Resources	
D. White	Marathon Canada Limited	
E. Decter	Mirant Americas Energy Marketing Canada Ltd.	
S. Scholli	Nexen Marketing	
N. Gretener L.E. Smith, Q.C.	PG&E Energy Trading, Canada Corporation/ El Paso Merchant Energy Group	N.J. Bartlo J.K. Hawks R.G. DeWolf A.S. Cheung A.M. Moorhead
C. Worthy	ProGas Limited	
M. Imbleau S. Trudeau	Société en commandite Gaz Métropolitain	
N. Ruzycki	TransCanada Energy Ltd.	
V.R. Gorr	TransGas Limited	
M. Boyle	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	
G. Cameron	Union Gas Limited	
A. Haskey	Westcoast Energy Inc.	
C.J. Page B. Prenevost	Alberta Department of Energy	
J. Brisson	Procureur général du Québec	
G. Delisle A. Hudson	National Energy Board	

102-00915/

Abbreviations

Act	*The National Energy Board Act*
AOS	Authorized Overrun Service
Board	The National Energy Board
CA	The Cogenerators Alliance Cardinal Power of Canada L.P. (Sithe Energies Inc.), Lake Superior Power Limited Partnership, Tractabel Power, Inc. (West Windsor Power), and TransAlta Energy Corporation
CAPP	The Canadian Association of Petroleum Producers
Centra	Centra Gas Manitoba Inc.
CoEnergy	CoEnergy Inc.
Coral	Coral Energy Canada Inc.
Eastern LDCs	Enbridge Consumers Gas, Gaz Métropolitain and Union Gas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FST	Firm Service Tendered
FT	Firm Transportation
GJ/d	gigajoules/day
IGUA	The Industrial Gas Users Association
IT	Interruptible Transportation
NEB	the National Energy Board
OM&A	Operation, Maintenance and Administration
PG&E/El Paso	PG&E Energy Trading, Canada Corporation/El Paso Merchant Energy Group
S&P	Services and Pricing
Sempra	Sempra Energy Trading Services Corp.
TBO	Transportation by Others
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TTF	Tolls Task Force
U.S.	United States
WCSB	Western Canadian Sedimentary Basin

Glossary of Terms

Cost of Service	The total cost of providing service, including operating and maintenance expenses, depreciation, amortization, taxes and return on rate base. Generally, the cost of service of a pipeline is the same as its revenue requirement.
Part III	The section of *the National Energy Board Act* which deals with Facilities Construction
Part IV	The section of *the National Energy Board Act* which deals with Traffic, Tolls and Tariffs
RH-2-95	Hearing Order in respect of TransCanada's Application for new tolls effective 1 January 1996
RH-1-99	Hearing Order in respect of Interruptible Transportation and Short Term Firm Transportation Tariff Amendments
RH-4-2001	Hearing Order in respect of TransCanada's Fair Return Application dated 6 June 2001
Tolls Task Force	A joint industry Task Force initiated by TransCanada. Its membership is comprised of a wide cross-section of the natural gas industry, including representatives of the producing, marketing, brokering and pipeline segments of the industry, provincial government and local distribution and industrial end-use customers

Chapter 1

Introduction

As a means to improve the effectiveness of the regulatory process, the National Energy Board (the Board) has supported the use of negotiated settlements since the middle 1980s as an alternative to litigation. In September 1988, the Board revised its Guideline for Negotiated Settlements of Traffic, Tolls and Tariff (the Settlement Guidelines) to provide clarity and commitment that the regulatory community required to continue down the path of negotiated settlements.

In the early 1990s, settlements became more prevalent but two concerns persisted. The first concern was a perceived reluctance by the Board to accept "package deals". The second concern was the Board's inclination to hold hearings even where settlements existed. These matters were resolved when the Board updated its Settlement Guidelines on 23 August 1994. These revised Settlement Guidelines clarified the Board's role with respect to settlements and established acceptable criteria for the settlement process.

1.1 Background

In RH-2-95, the Board approved TransCanada PipeLines Limited's (TransCanada) Incentive Cost Recovery and Revenue Sharing Settlement (Incentive Settlement). The effect of the Incentive Settlement was to provide the methodology for determining the Net Revenue Requirement to be utilized by TransCanada to calculate tolls on its Mainline System for the Test Years 1996 to 1999 inclusive.

Starting around 1998, TransCanada entered into negotiations with its stakeholders on wide-ranging changes to its tolls and tariff that eventually evolved into the Services and Pricing Negotiations.

In advance of the start of the 2000 Test Year, TransCanada held negotiations with stakeholders in an attempt to extend the terms of the Incentive Settlement for one year. These negotiations were ultimately unsuccessful.

On 17 December 1999, TransCanada filed its 2000 Tolls Application. In January 2000, TransCanada advised the Board that discussions with stakeholders were ongoing and requested that the Board delay establishing a procedure to process its 2000 Tolls Application. In April 2000, TransCanada filed a revised 2000 Tolls Application which was supported by a negotiated settlement reached among its Tolls Task Force (TTF) members. The Board approved the resulting tolls on an interim basis pending the receipt of comments from interested parties who were not part of the TTF.

Three parties expressed their opposition to TransCanada's 2000 Tolls Application. Subsequent negotiations with these parties resulted in one remaining party still opposed. In July 2000, the Board approved final tolls for 2000 and ruled that the settlement process utilized by TransCanada to reach a settlement, together with the resulting discussions with non-TTF stakeholders, complied with the spirit of the Board's Settlement Guidelines.

During the remainder of 2000, TransCanada continued its negotiations with stakeholders regarding a longer-term agreement on toll and tariff matters as well as 2001 tolls. On 7 December 2000, TransCanada filed an application for interim tolls to take effect 1 January 2001. At that time, TransCanada indicated that it would file an application for 2001 final tolls once discussions with its stakeholders were completed.

On 22 February 2001, TransCanada issued a press release which indicated that it had reached a settlement that resolved all toll and tariff issues, other than cost of capital issues, for the 2001 and 2002 Test Years. However, during March 2001, the Board received indications from certain interested parties that they were opposed to the settlement.

On 3 May 2001, TransCanada filed its 2001 and 2002 Tolls and Tariff Application (the Tolls Application) based on the terms of the Mainline Service and Pricing Settlement (the S&P Settlement). There were thirteen signatories to the S&P Settlement covering a diverse representation of stakeholder groups on the TransCanada Mainline System.

TransCanada stated that the S&P Settlement was achieved in accordance with the criteria for an acceptable settlement process as set out in the Board's Settlement Guidelines. TransCanada also stated that all parties having an interest in its tolls and tariffs were provided with a fair opportunity to participate and to have their interests recognized and appropriately weighed. In addition, TransCanada submitted that the S&P Settlement produced adequate information on the public record for the Board to understand the basis for the agreement and to assess its reasonableness.

The Board subsequently established a written process inviting comments from interested parties on any issue related to TransCanada's Tolls Application as well as comments on the need for, and nature of, a further process to consider the Tolls Application.

On 8 June 2001, the Board ruled that the S&P Settlement was not in accordance with the Board's Settlement Guidelines, primarily because the S&P Settlement was opposed by certain parties that had participated in the negotiation process. In its ruling, the Board indicated that it intended to treat the proposed S&P Settlement as a common position of parties and was prepared to examine it on a component by component basis. TransCanada subsequently advised the Board that both it and the signatories to the S&P Settlement were prepared to proceed with the Tolls Application as filed.

On 22 June 2001, the Board issued the RH-1-2001 Hearing Order - Directions on Procedure which established a process initially leading to an oral hearing to commence on 20 August 2001. On 22 July 2001, in response to a Notice of Motion filed by the Cogenerators Alliance (the CA), the Board extended the Timetable of Events to commence the oral hearing on 17 September 2001 (subsequently extended to 18 September 2001).

The Board's revised List of Issues contained eight specific issues. Prior to the start of the oral hearing, two issues were removed from the RH-1-2001 proceeding.

On 27 August 2001, the Board withdrew Issue g) "appropriate accounting treatment of any impact on rate base and revenue requirement resulting from TransCanada's proposed deactivation of certain compression facilities" on the basis that it would be impractical to isolate and adequately address the

Part IV issues in a separate proceeding from one which would address the Part III and Onshore Pipeline Regulation issues.

On 7 September 2001, the Board granted leave for Sempra Energy Trading Services Corp. (Sempra) to withdraw its pre-filed evidence concerning Issue h) "the rights of Long-Term Winter Firm Service (LT-WFS) shippers to the Turnback Procedure and to FT Make-Up and Authorized Overrun Service (AOS) credits" and accordingly withdrew Issue h) from the RH-1-2001 proceeding.[1]

One procedural matter that arose prior to the oral hearing concerned the disclosure of shipper-specific information (in response to an information request) regarding Interruptible Transportation (IT) Service. TransCanada objected to disclosing this information on the grounds that it was confidential and commercially sensitive. On 7 September 2001, the Board advised that it would consider submissions from interested parties on this matter at the commencement of the hearing. On 18 September 2001, the Board heard oral submissions on this matter from interested parties and subsequently issued the following ruling:

> "With respect to this matter, it was acknowledged by all parties, and the Board agrees, that the information sought is commercially sensitive and that it cannot be formatted in a way that will avoid confidentiality concerns. Further, the information sought, in the Board's view, is not critical to the Board's decision-making nor have we [the Board] been persuaded that it is critical to parties developing their cases."

The RH-1-2001 oral hearing commenced on 18 September 2001 and was completed on 2 October 2001.

1.2 Overview of TransCanada's Tolls Application

TransCanada's Tolls Application was based on the terms of the S&P Settlement and covered the period from 1 January 2001 to 31 December 2002. The S&P Settlement prescribed the toll methodology that would be utilized, tariff provisions that would be applicable and the components that would comprise TransCanada's Revenue Requirement, with the exception of amounts relating to cost of capital, for the 2001 and 2002 Test Years. On 6 June 2001, TransCanada filed a separate application (i.e. the 2001 and 2002 Fair Return Application) seeking determination of its cost of capital for 2001 and 2002.

The S&P Settlement essentially follows a cost of service tolling methodology, with the exception of the revenue associated with the Revenue/Asset Management Program and other incentive mechanisms. The term of the S&P Settlement applies to TransCanada's Test Years 2001 and 2002 respectively.

A summary of the major elements of the S&P Settlement is provided below.

- **Net Revenue Requirement** (Article 4) - sets out how the 2001 and 2002 Net Revenue Requirement would be derived (see Table 1-1).

---

1 Sempra was the only RH-1-2001 Party which was affected by this issue. During the course of the proceeding, Sempra reached agreement with TransCanada to convert its LT-WFS contract to a Firm Transportation contract.

- **Incentive Mechanisms**

  - **Severance Program** (Article 5) - would provide TransCanada with an incentive to reduce employee-related costs and share with its shippers in the benefits achieved.

  - **Revenue/Asset Management Program** (Article 9) - would provide TransCanada with an incentive to reduce costs associated with Transportation by Others (TBO) Assets and Firm Service Tendered (FST) Replacement Assets and to generate incremental transportation and other revenue. TransCanada's commissions would be capped at $5 million annually.

  - **Incentive Programs** (Articles 10.1 to 10.3) - three programs (i.e. Fuel Gas Incentive Program, Foreign Exchange Management Program and Interest Rate Management Program) under which Gains and losses would be shared by TransCanada and its shippers.

- **Composite Depreciation Rates** (Article 7) - rates would increase in 2001 by adding 0.10% to the composite 2000 rate of 2.64% to equal 2.74% with a further addition of 0.15% in 2002 to 2.89% .

- **Transportation Services** (Article 11) - revised methodology for determining the IT floor price; introduction of FT service enhancements; and expedited process for approval of new services.

- **Turnback Procedure** (Article 12) - this process would require TransCanada to determine if requests for incremental Firm Transportation (FT) Service could be met by turnback of capacity by other shippers, prior to TransCanada considering new facilities or TBO.

- **Future Business and Regulatory Model** (Article 13) - TransCanada undertook to develop a future business and regulatory model for review and discussion with stakeholders.

TransCanada's Tolls Application and supporting schedules were prepared to reflect the terms and conditions contained in the S&P Settlement.[2] Specific aspects of the S&P Settlement which were at issue in the RH-1-2001 proceeding are discussed in Chapter 2. Chapter 2 concludes with Summary Views on the S&P Settlement.

---

2 For the complete text of the S&P settlement, readers are referred to Appendix I of TransCanada's Tolls Application dated 3 May 2001 and to TransCanada's Additional Written Evidence dated 13 July 2001.

Table 1-1
TransCanada's 2001 Revenue Requirement
($ 000)

Transmission by Others	$381,073
FST Replacement Costs	35,235
Operations, Maintenance & Administrative (OM&A)	222,878
Pipeline Integrity and Insurance Deductible Costs	31,331
National Energy Board (NEB) Cost Recovery	9,565
Return *	836,963
Income Taxes	121,955
Depreciation	341,257
Foreign Exchange on Debt and Other Financing Costs	0
Gas Related and Electric Costs	80,083
Municipal and Other Taxes	118,967
Regulatory Amortizations	(77,587)
Pressure Charges	5,680
Gross Revenue Requirement	2,107,400
Miscellaneous Revenue	
Non-Discretionary Miscellaneous Revenue	(70,106)
Discretionary Miscellaneous Revenue	(40,000)
Total Miscellaneous Revenue	(110,106)
Net Revenue Requirement	$1,997,294

* TransCanada indicated that this amount was included for illustrative purposes only and is based on a rate of return for 2001 of 9.61% (as per the Board's RH-2-94 adjustment mechanism) and a deemed common equity ratio of 30%. TransCanada filed a separate application (i.e. the 2001 and 2002 Fair Return Application - RH-4-2001 Proceeding) seeking changes to the determination of its return for 2001 and 2002.

Chapter 2

Specific Tolls and Tariff Issues

2.1 Sharing of Risk Associated with Contract Non-Renewals

During 1999 and 2000, firm contract volumes on the TransCanada Mainline System decreased by 1.5 million gigajoules per day (GJ/d) or 18.8% of total throughput. These volumes include FT, FST and Storage Transportation Service. TransCanada received notice that, effective 1 November 2001, a further 133,069 GJ/d of firm contracts would not be renewed. During the proceeding, TransCanada indicated that a further 910,926 GJ/d of firm contracts will come up for renewal in 2002.

In its Tolls Application, TransCanada proposed utilizing its previously approved cost of service model to allocate its Revenue Requirement and establish its tolls. TransCanada indicated that, under the cost of service model, its revenue requirement is driven by the cost of facilities that have been constructed and included in its rate base in accordance with approvals received from the Board and that these costs are borne by firm shippers.

2.1.1 Proposal and Views of the CA

The CA suggested it was unfair for the entire impact of contract non-renewals to be borne by shippers. The CA proposed a revenue shortfall sharing mechanism whereby each stakeholder group would bear a portion of the revenue shortfall arising from non-renewals taking place after 1 January 2001. TransCanada would shoulder the portion of revenue shortfall related to return and associated income taxes (approximately 48%), remaining customers would bear the portion of revenue shortfall that represents unavoidable costs (approximately 35%), while departing customers would contribute that portion of revenue shortfall associated with the return of capital (approximately 17%). Implementation would be through a system of "stranded costs surcharges" and "exit fees". Departing customers who are doing so as a result of diminished requirements would not be subject to an exit fee and their portion of revenue shortfall would be absorbed by TransCanada. The CA suggested that its sharing mechanism should be phased out as the transition to competition is completed. The CA further suggested a transition period of five to six years, at the end of which TransCanada would be responsible for 100% of any shortfall.

The CA also proposed that TransCanada introduce term-differentiated tolls based on a shipper's remaining contract term. The total pipeline costs would be separated into two pools. One pool, called the "riskless portion", would be allocated following TransCanada's existing methodology to form a "base rate". The other pool or "risk portion" would be allocated to each zone (or export point) based on the weighted average remaining contract life of the zone. That amount would then be used to develop a rate per "GJ-Year at risk" for each zone. The number of years at risk would be set as the investment life of the pipeline (set by the CA at 19 years) less the number of years until contract expiry. Customers could extend their contracts in order to obtain the lower rate associated with the extended term.

The CA submitted that TransCanada failed to provide sufficient evidence to determine whether the tolls based on the S&P Settlement would be just, reasonable and non-discriminatory and considered the level

of support for the S&P Settlement to be insignificant. The CA suggested that it was telling that parties who opposed the settlement were long-term captive customers. The CA also expressed the view that a toll-setting methodology that places the entire burden of contract non-renewal risk on captive customers cannot be just and reasonable.

The CA submitted that TransCanada's proposal was contrary to the principles of cost causation and allocative efficiency. The CA indicated that following the cost-causation principle, costs should be borne by those who have caused them and suggested that under the S&P Settlement, all costs associated with the abandonment of FT service were shifted to customers who did not cause them and had no opportunity to avoid them. The CA also advanced that TransCanada could be causing some of the costs of contract non-renewal by failing to secure renewals or re-market capacity. With respect to allocative efficiency, the CA suggested that, by collecting any lost revenues from remaining customers, TransCanada would not be exposed to the discipline of the marketplace, which could lead to a misallocation of resources in the long run. The CA also submitted that, to absolve TransCanada from all cost responsibility associated with contract non-renewals could result in double recovery of costs, since TransCanada is currently allowed to earn a return that contains a risk premium and is in excess of the risk-free bond rate.

The CA submitted that a fundamental change in circumstances, such as the move to a more competitive market for gas transportation, required a revamping of the toll setting methodology. It expressed the view that certification of facilities by the Board did not confer a guarantee of revenue recovery, even under the existing cost of service model of regulation.

The CA submitted that to continue to allocate the full burden of contract non-renewals onto firm shippers would not be in line with the approach taken by regulators in the United States (U.S.). The CA submitted that U.S. regulators have recognized the need to mitigate the cost impacts of non-renewal upon shippers as well as the need to create an incentive for pipelines to become efficient and competitive.

The CA indicated that its revenue shortfall sharing mechanism would result in TransCanada and departing customers sharing in the risk and costs of contract non-renewal, along with remaining shippers. It argued that this would be a fair outcome since TransCanada was in the best position to influence the level of non-renewals and departing customers were the direct cause of contract non-renewal costs.

The CA submitted that discussions on a competitive business and regulatory model should not be put off until 2003. The CA proposed that the Board set a deadline of 30 to 60 days from the issuance of its decision for TransCanada to submit for Board approval those competitive tools required to provide it with a real opportunity to influence the level of non-renewals through flexibility and incentives in a competitive environment.

The CA suggested that customers with shorter contract terms represent a bigger business risk than long term shippers and submitted that a rate design that allocates the cost of risk without regard to the expiry of a customer's contract violated the cost causation principle. The CA indicated that this was the impetus behind its proposal for term-differentiated tolls, a proposal that the CA believed would provide an incentive for customers to extend their contracts.

2.1.2 Proposal and Views of PG&E/El Paso

PG&E Energy Trading, Canada Corporation and El Paso Merchant Energy Group (PG&E/El Paso) jointly proposed an alternative cost-sharing proposal which entails a sharing of costs during 2001 and 2002 of the revenue-requirement impact of contract non-renewals in 2000, 2001 and 2002. Specifically, TransCanada's billing determinants for each test year would be reduced by 50% of the cumulative decontracted units.

The PG&E/El Paso cost-sharing proposal would be coupled with a sharing of incremental transportation revenues between TransCanada and shippers. TransCanada would be entitled to 50% of incremental revenues, net of AOS and FT Make-Up Credits. In addition, there would be no limit on the amount of incremental revenues TransCanada could earn.

PG&E/El Paso indicated that it took into account a number of factors in determining the 50% sharing ratio for non-renewal costs. Factors considered included the experience of U.S. pipelines in bearing decontracting risk, the fact that TransCanada's shippers have borne all of the risk to date, the proposed retention of the other terms of TransCanada's Tolls Application, the view that TransCanada bears some responsibility for FT contract non-renewals on its system, and the lack of pricing flexibility typically provided pipelines in the U.S.

PG&E/El Paso submitted that past and potential future toll increases resulting from contract non-renewals on TransCanada have had a significant adverse impact on their operations. PG&E/El Paso expressed concerns with respect to TransCanada's proposed full-rate recovery approach in a competitive environment and suggested that the cost of service model of regulation did not preclude holding TransCanada accountable for the cost of non-renewals. PG&E/El Paso submitted that TransCanada had undertaken no initiatives to maintain throughput or to be competitive and pointed out that parties opposed to the Tolls Application shared the trait of being contractually or physically captive to the TransCanada system.

PG&E/El Paso provided several examples showing how the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) had addressed situations of major decontracting on U.S. pipelines. PG&E/El Paso submitted that the U.S. experience indicated that the FERC had not granted approval of unilateral pipeline proposals attempting to shift the impact of decontracting onto remaining shippers and that the FERC expected pipelines to share in the risk of contract non-renewals and to pursue new markets. PG&E/El Paso indicated that the majority of the financial impact had been borne by the pipelines over a specified transition period, after which the pipelines were fully at risk. In each case, the FERC approved sharing mechanisms in the context of a joint settlement agreement between a pipeline and its shippers.

PG&E/El Paso argued that U.S. pipelines were not always provided the tools required to address non-renewal of capacity in advance of the imposition of increased risk. PG&E/El Paso also pointed to cases where the FERC approved the use of exit fees to offset the costs of turned back capacity. PG&E/El Paso submitted that U.S. pipelines could negotiate exit fees with customers wishing to leave their system or to turn back some capacity before the end of a contract. However, the FERC has not allowed pipelines to unilaterally impose an exit fee on customers whose contract term has expired.

While they made no value judgment regarding the prudency of TransCanada's past decisions, PG&E/El Paso expressed the view that TransCanada showed little inclination in its past planning and

conduct to minimize costs and render its system more competitive. PG&E/El Paso indicated that TransCanada had been aware of the increasing competition and of the risk of underutilisation when it expanded its system in 1998 and 1999 and should therefore be held at risk for that expansion.

PG&E/El Paso considered that adoption of their proposal would provide TransCanada with an incentive to minimize costs and increase system utilization. They believed that the decontracting issue could not be resolved in negotiations and suggested that the adoption of their proposal, which they viewed as a transition, would act as a catalyst by ensuring that TransCanada has something at stake in negotiations on a future business and regulatory model. PG&E/El Paso considered that it was appropriate to allocate some of the impact of non-renewals to TransCanada in 2001 and 2002 and pointed to the potential for significant non-renewals in that period. Finally, PG&E/El Paso indicated that the primary element of their proposal was the sharing of risk and not the specific level or mechanics.

2.1.3 Views of TransCanada

TransCanada indicated that excess capacity on the Mainline is primarily the result of the construction of additional pipeline capacity, including Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) and Vector Pipeline Ltd., coupled with a delayed supply response in the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) to the increased pipeline capacity. TransCanada also indicated that it had not been previously exposed to any risk of underutilisation stemming from offloading to new greenfield pipelines.

TransCanada considered that it had been prudent and proactive in minimizing facilities and in reducing the risk of underutilization. TransCanada submitted that it had been diligent in sizing its expansions, maximizing system utilization, reducing controllable costs, introducing new services, instituting innovative pricing, and attempting additional changes. TransCanada pointed out that no intervenors had suggested that it had been imprudent.

TransCanada submitted that re-allocation of non-renewal risk could be just and reasonable if the pipeline was provided with a real opportunity to influence the level of non-renewals through flexibility and incentives to deal with such risks. TransCanada considered that risk allocation was not a one-dimensional issue that could be determined in isolation, as it could impact various aspects of pipeline operations, revenue requirement, and tolls and tariff.

TransCanada has undertaken to develop a future business and regulatory model for review and discussion with stakeholders. The stated objectives of the future business model are to allow TransCanada to effectively compete for market demand and gas supplies. TransCanada rejected the view expressed by certain parties that further negotiations were futile and suggested that there was an increased likelihood of success. TransCanada also indicated that if resolution through discussions with stakeholders could not be achieved, it would seek the Board's resolution in 2002.

TransCanada argued that parties supporting alternatives to its proposal were seeking to have TransCanada share, after the fact, in the impacts of the realization of a risk that it did not bear and for which it was not compensated. TransCanada contended that it had no reasonable opportunity to influence the magnitude of the non-renewals. TransCanada also considered that the proposals of the CA and PG&E/El Paso failed to contain the elements that would normally be expected in any new business and regulatory framework. TransCanada argued that the proposals did not provide for an advance period within which it could operate and influence shipper contracting decisions. In addition, TransCanada

submitted there was no symmetry between the lost revenues from non-renewals and the tools with which to compete for potential incremental volumes or between the risk and reward involved.

TransCanada submitted that the financial impact of either alternative proposal would decrease its earnings and cash flow without providing a meaningful opportunity to recover these losses, which might impair its ability to service its debt and could hinder future growth.

TransCanada considered that the CA's proposal was inconsistent with the cost causation principle. TransCanada indicated that cost causation is a toll design principle that dictates that parties who cause costs should be the parties who pay for those costs. TransCanada pointed to the fact that its system was an integrated operation which has been tolled using a rolled-in methodology as an indication that the costs of the integrated system have been incurred to provide service to the aggregate of all shippers requiring service. TransCanada rejected the CA's assertions that its proposal would result in double recovery of costs and submitted that TransCanada had not in the past sought compensation in its regulated return for risk of underutilisation.

TransCanada disagreed with the suggestion of PG&E/El Paso that it had the choice not to proceed with the 1999 expansion of its system. TransCanada submitted that, based on the facts known at the time, cancellation of the program could have resulted in breaches of contractual obligations. TransCanada pointed out that the magnitude of non-renewed capacity first became apparent in April 1999, at which point the expansion was already underway. TransCanada also pointed out that it had mitigated the impact of the 1999 expansion by scaling back the construction program.

TransCanada submitted that direct analogies should not be drawn between U.S. and Canadian regulatory frameworks, in light of major differences. Nonetheless, TransCanada suggested that the alternative proposals advanced by the CA and PG&E/El Paso were inconsistent with U.S. regulatory precedents. TransCanada submitted that the U.S. regulatory experience indicated that the financial impact of non-renewals has not been imposed upon a pipeline unless it had been given the appropriate tools in advance and that, absent a negotiated settlement, there was no precedent for the regulatory imposition of a risk sharing proposal.

TransCanada submitted that the U.S. regulatory precedents indicate that the FERC expects a level of symmetry with respect to risks and rewards and that such symmetry should be established in advance. TransCanada pointed to pricing discretion and to the right of first refusal as tools that U.S. pipelines have at their disposal to affect the level of contract non-renewals. TransCanada also noted that U.S. pipelines were provided the opportunity to fully recover their prudently incurred costs and that FERC policy allows pipelines to recover discounts in future rates.

With respect to exit fees, TransCanada noted that, historically, it has been FERC's policy to only approve exit fees if they were the result of negotiations with shippers prior to their decision to depart a pipeline system. TransCanada further noted that the FERC does not favour unilateral exit fees, on the grounds that such requests lie outside the contracts between two parties, thus violating the principle of the filed rate doctrine.

TransCanada noted that no party disputed the fact that the FERC has not approved unilateral proposals to share the risks of contract non-renewal. TransCanada further noted that it is not asking the Board to approve a unilateral proposal, but rather a proposal that is widely supported by its stakeholders.

2.1.4 Views of Parties Supporting TransCanada's Position

The Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) urged the Board to approve TransCanada's Tolls Application as filed and reject the alternative proposals advanced by the CA and PG&E/El Paso. CAPP indicated that the Tolls Application is based on a continuation of the existing cost of service model, which has yielded tolls that have continually been found to be just and reasonable by the Board. CAPP submitted that the Board should be reluctant to disturb individual components of the S&P Settlement absent cogent evidence that the settlement, taken as a whole, would lead to results that are inconsistent with *the National Energy Board Act* (the Act). CAPP expressed the view that none of the parties opposed to the Tolls Application had presented such evidence.

CAPP viewed the non-renewal issue as one related to excess capacity, and considered a period of pipeline underutilisation to be normal following major expansions (as it takes time for supply to grow and catch up with added capacity). CAPP acknowledged that a consequence of the recent excess capacity had been toll increases on TransCanada and suggested that it was opposition to these toll increases that had precipitated the alternative proposals.

CAPP expressed concerns that, while the alternative proposals would have TransCanada take additional risk, no parties addressed what TransCanada could expect by way of additional reward. CAPP drew a distinction between risk and risk realization, and argued that, if a pipeline was put at risk, it should expect to be rewarded for taking that risk whether or not it is realized. CAPP submitted that there was a need to take a broader and longer-term view of the risk sharing issue and suggested that approval of the alternative proposals would compromise future negotiations on a new business and regulatory model for TransCanada.

CAPP considered that the Board should not give weight to the assertion that non-captive shippers supported the Tolls Application while captive shippers opposed it. CAPP indicated that many gas producers in Western Canada were captive to the TransCanada Mainline because there was in practice no physical alternative available.

CAPP suggested that the cited FERC precedents were not entirely relevant to TransCanada. CAPP noted that, apart from the fact that TransCanada was facing decontracting, there was no discussion of the differences in comparative risks facing U.S. and Canadian pipelines. In addition, CAPP suggested that there were significant differences in pricing policies and in models of regulation between U.S. and Canadian-regulated pipelines.

CAPP expressed the view that the CA proposal for term-differentiated tolls was flawed since it was built on the premise that business risk was determined solely by the number of years remaining in a shipper's contract.

The Industrial Gas Users Association (IGUA) urged the Board to approve TransCanada's Tolls Application and adopted the submissions of TransCanada and CAPP with respect to the deficiencies of the alternative proposals.

The Eastern LDCs (Enbridge Consumers Gas, Société en commandite Gaz Métropolitain and Union Gas Limited) made joint arguments in support of TransCanada's Tolls Application. The Eastern LDCs

indicated that they valued the relative certainty of a negotiated solution and a non-litigious atmosphere for future negotiations towards a comprehensive solution on a new business and regulatory model.

The Eastern LDCs submitted that they were acutely interested in the health of the TransCanada System and pointed out that, for parts of their systems, they were physically captive to the TransCanada Mainline. The Eastern LDCs suggested that the Board could, in theory, reject the Tolls Application and the alternative proposals and send parties back to the negotiating table. While not in support of this option, the Eastern LDCs considered it a better outcome than the adoption of either of the alternative proposals.

The Alberta Department of Energy (ADOE) adopted the submissions made by CAPP with respect to contract non-renewals and submitted that the proposals of the CA and PG&E/El Paso should be rejected. The ADOE expressed the view that higher risk goes together with higher cost of capital. The ADOE questioned the desirability of moving towards a U.S. model of regulation and pointed out that the FERC had never unilaterally imposed a proposal for the sharing of risk of contract non-renewal. The ADOE expressed concerns with respect to the CA proposal for term-differentiated tolls and exit fees.

BP Canada Energy Company (BP Canada) submitted that the Board should approve the proposal contained in TransCanada's Tolls Application and reject the alternative proposals on the grounds that they are incomplete and less than fully developed. BP Canada considered that the merits of the alternative proposals had not been demonstrated and that such changes should not be considered in isolation.

TransGas Limited (TransGas) submitted that the historic sharing embodied in TransCanada's Tolls Application provided an appropriate sharing of risk associated with contract non-renewals and argued that no party provided compelling evidence that the traditional risk-compensation balance was inappropriate.

TransCanada Energy Ltd. supported the approval of TransCanada's Tolls Application and expressed the view that no Parties had advanced a viable alternative.

2.1.5 Views of Other Parties Opposing TransCanada's Position

Centra Gas Manitoba Inc. (Centra) viewed the issues of contract non-renewals and related financial consequences as the most significant issues facing TransCanada, its stakeholders and the Board. Centra concluded that TransCanada had not done enough soon enough to address its competitive position and accordingly considered that a portion of the financial consequences of non-renewal of FT contracts should be borne by TransCanada.

Centra pointed to the *Agreement on Natural Gas Pipeline Regulation, Competition and Change to Promote a Competitive Environment and Greater Customer Choice* (the Accord) that was signed by TransCanada and other stakeholders on 7 April 1998. Centra considered that TransCanada, in signing the Accord, recognized that it was assuming additional risk associated with competition. Centra submitted that the Board should make a direct connection between TransCanada's actions associated with the Accord, the subsequent withdrawal of its opposition to Alliance and the current situation of underutilised capacity.

Initially, Centra expressed the view that the financial impacts of FT contract non-renewals for 1999, 2000 and 2001 should be shared between TransCanada and its shippers for 2001, but did not advance a specific sharing mechanism. In Final Argument, Centra indicated that it would be content to adopt the proposal of PG&E/El Paso. Centra also expressed the view that there was adequate evidence on the record for the Board to make a determination of the appropriate share that should be assigned to TransCanada.

Coral Energy Canada Inc. (Coral) contended that the most important issue facing TransCanada, its customers and the Board was the need for change in TransCanada's business model and approach to regulation. Coral expressed the view that TransCanada, by withdrawing its opposition to Alliance, adopted from that moment forward, the responsibility for risk. Coral submitted that there was a low probability of success for another round of negotiations

Coral indicated its support for the alternative proposal of PG&E/El Paso. Coral, however, recommended a change to the revenue sharing portion of the PG&E/El Paso proposal by proposing that the sharing be applied to IT revenues net of fuel cost.

CoEnergy Inc. (CoEnergy) indicated that it considered itself contractually captive to the TransCanada Mainline System and expressed concerns over increasing tolls resulting from decontracting. CoEnergy supported the alternative proposal of PG&E/El Paso.

The U.S. Northeast Group expressed concerns over increasing tolls on the TransCanada Mainline and submitted that TransCanada's Tolls Application provided no real answer to the decontracting problem. The U.S. Northeast Group indicated its support for the position advanced by PG&E/El Paso.

The Consumers' Association of Canada, the Public Interest Advocacy Centre, Brooklyn Navy Yard Cogeneration Partners L.P., and Manitoba Conservation (Province of Manitoba) expressed concerns in letters of comments over the impact of contract non-renewals on end-use customers.

Views of the Board

The Board acknowledges that non-renewal of firm contracts is a significant issue facing TransCanada and its stakeholders. Further, the Board recognizes the impact non-renewals have had on tolls and the importance of toll stability. At the same time, the Board considers that contract non-renewals and the sharing of the related impacts affects a broad range of issues, pointing to the need for a thorough and comprehensive consideration of all factors involved in assessing potential solutions.

The Board sees a clear distinction between risk sharing and the sharing of the realization of such risk. Absent clear evidence that TransCanada has been imprudent or that its actions have caused contract non-renewals, the Board is not inclined to impose, after the fact, the financial impact of the realization of a risk that TransCanada has not traditionally borne. The Board notes that no party suggested that TransCanada has been imprudent. Further, the Board is of the view that no party provided compelling evidence supporting the view that TransCanada's actions have caused contract non-renewals or have contributed to their severity. On the contrary, most parties acknowledged that the majority of contract non-renewals resulted from shippers opting to ship gas on competing pipelines.

Some sharing of risk between TransCanada and its shippers may be appropriate if considered on a prospective basis. Such consideration should also take into account the appropriate balance between risk and reward and the tools required to manage such risk. The Board considers that the alternative proposals advanced by the CA and PG&E/El Paso failed in this regard. While both proposals would have TransCanada share in the impact of the realization of the risk of contract non-renewals, neither proponent adequately assessed the impact its proposal could have on related factors, such as TransCanada's ability to manage risk, long-term viability or cost of capital.

While there may be merit in assessing the concept of term-differentiated tolls as an incentive for shippers to commit to longer-term contracts, the Board considers that the proposal of the CA is ill-defined and may be unworkable. In addition, the CA's proposal for an exit fee would be contrary to the terms and conditions of shippers' existing contracts.

The Board notes that PG&E/El Paso supported its alternative proposal by pointing to the examples of U.S. pipelines in dealing with situations of major contract non-renewals. The Board believes that, in general, it is helpful to examine the approaches used by other regulatory bodies. However, when attempting to apply the practices of one regulator to the policies and decisions of another, it is important to examine and understand the mandate within which the regulator operates and the context in which its decisions were taken. In this case, given the subject matter of these proceedings, that examination should include a careful assessment of the different business and regulatory models in existence at the time of the relevant decisions.

The Board notes that the U.S. examples discussed in this proceeding indicate that the FERC has only approved risk-sharing proposals within the context of an agreement between a pipeline and its shippers. In addition, U.S. regulatory precedents support the view that there needs to be a symmetry between the risk a pipeline bears and the tools available to manage such risk.

For the reasons set out above and based on a review of all the evidence in this proceeding, the Board is not persuaded that the risk-sharing proposals presented for consideration by the CA and PG&E/El Paso would result in just and reasonable tolls on the TransCanada Mainline System. That is not to say that the concepts contained in the proposals could not form some part of a future comprehensive package of reforms.

Having rejected the risk-sharing proposals, the Board is left with consideration of the proposal of TransCanada which would continue to allocate TransCanada's costs to firm shippers in 2001 and 2002, based on the traditional cost of service methodology. Based on the evidence put forward in this proceeding, the Board is satisfied that continuing to allocate the full cost of the pipeline to shippers, using the traditional cost of service methodology, is appropriate for 2001 and 2002.

For the longer term, the Board shares the view expressed by many parties that a review of TransCanada's business and regulatory framework is necessary. The Board is encouraged by the commitment of most parties to negotiate, over the next few months, a future business and regulatory model for TransCanada. Accordingly, the Board has high expectations for these negotiations and trusts that all stakeholders will participate in

good faith with a goal to achieving an acceptable negotiated solution. Absent a negotiated solution, the Board will be prepared to deal with outstanding issues.

The Board recognizes that the landscape in which TransCanada operates has changed and that there may be a need for the framework in which it operates to evolve. Concepts which may have been appropriate in the context of a virtual monopoly environment may not necessarily be appropriate in a more competitive environment. Similarly, concepts which were brought forward in the past and which were found inappropriate, may be appropriate in the future.

The Board is concerned with the prospect of continued protracted negotiations that could lead to a delay in the timely filing of an application from TransCanada for 2003 tolls and tariff. The Board is reassured by the commitment of TransCanada to seek the Board's resolution in 2002, should a negotiated resolution not be achieved.

Nevertheless, the Board notes that, should such an application be filed late in 2002, it could result in an extended period of uncertainty regarding TransCanada's tolls and tariff for 2003. Accordingly, the Board directs TransCanada to file a comprehensive tolls and tariff application for the 2003 Test Year (whether supported by a negotiated settlement or not) by 1 September 2002.

2.2 Proposed New Service Enhancements

TransCanada proposed two new service enhancements to its FT Service, namely FT Make-Up Credits and AOS Credits.

Under the FT Make-UP Credit proposal, the aggregate FT Demand Charge associated with each FT shipper's aggregate unutilized FT capacity rights in each month would be credited towards that FT shipper's aggregate IT Service invoice at the end of each month. Unutilized FT Make-Up Credits would not rollover to subsequent months.

Under the AOS Credit proposal, an amount equivalent to 4.0% of each FT shipper's aggregate monthly FT Demand Charge would be credited towards that shipper's aggregate IT Service invoice at the end of each month. Unutilized AOS Credits would not rollover to subsequent months.

If the sum of a shipper's FT Make-Up and AOS credits in any month exceeds a shipper's aggregate IT Service invoice in a particular month, then a shipper's aggregate IT Service invoice for that month would be deemed to be zero.

For both proposals, the credits would commence on the first day of the month immediately following thirty days after the Board's approval of these new service enhancements and would terminate on 31 December 2002.

TransCanada acknowledged that the implementation of the credits is expected to lead to a reduction in net revenues from IT Service and thus higher FT tolls. Since IT revenues are considered as Discretionary Miscellaneous Revenues (under the terms of the S&P Settlement), any resulting shortfall in these revenues would be recovered through the use of deferral accounts in a subsequent year's revenue requirement.

2.2.1 Views of TransCanada

TransCanada argued that the proposed service enhancements would give additional value to FT contracts by providing customers with increased flexibility of operation and reducing the incentive to migrate to discretionary services such as IT Service. TransCanada stated that the proposed IT Service credit mechanism offers several advantages over other possible methodologies for FT Make-up service and AOS. For example, FT shippers would be able to choose when and how to use their credits to purchase IT Service within a month. These credits could be used to purchase IT Service on any path. Also, the simplicity of the credit mechanism would allow TransCanada to implement the service enhancements sooner and at lower cost than other methodologies. Furthermore, to be entitled to the credits, a shipper would need only to nominate for IT Service.

TransCanada stated that it already offers FT shippers a number of service features (e.g. assignment rights and diversions) in order to provide shippers with additional flexibility and the ability to extract the maximum value from their FT contracts. TransCanada submitted that, although the level of use of the FT Make-Up and AOS credits would likely differ among FT shippers, these features would be available to all FT shippers.

2.2.2 Views of Parties Opposing TransCanada's Proposal

Centra stated that the proposed FT Make-Up and AOS Credits would provide it with little or no benefit and would raise the overall level of tolls. Centra argued that the FT Make-up and AOS Credits are not new services but instead provide the means to obtain cheaper IT Service. Centra added that the nature of the credit mechanism for IT Service could exacerbate the migration from FT Service to IT Service.

Centra offered its vision of new FT Make-Up and AOS services. Centra suggested an FT Make-Up service that would be a nominated service, subject to available capacity, in priority to IT Service and AOS, available over any path with appropriate diversion charges, at incremental marginal cost. Similarly, Centra suggested that an AOS service be a nominated service, attached to FT, in priority to IT Service. AOS would be available over any path at incremental marginal cost subject to available capacity. Centra acknowledged TransCanada's estimate that implementation of its version of FT Make-Up and AOS would take approximately one year and cost in excess of one million dollars.

The CA submitted that TransCanada's proposed service enhancements would be discriminatory. The CA argued that the benefits of the enhancements would be mainly for FT shippers who now use IT Service, as their IT Service invoice would be reduced. The CA added that the existence of FT Make-Up and AOS Credits might increase FT contract non-renewals.

PG&E/El Paso submitted that, if its proposal for allocating the impacts of FT contract non-renewals was not accepted, it would be opposed to the proposed new service enhancements. PG&E/El Paso commented that the proposed AOS and FT Make-Up Credits would not be "just and reasonable" as captive shippers would have to pay the costs of the mechanism but would not receive the benefits. PG&E/El Paso suggested that the proposed new services would encourage some FT shippers to reduce their FT service obligations by substituting IT Service and AOS or FT Make-Up Credits at the expense of long-term shippers.

Views of the Board

TransCanada currently operates its pipeline transmission business in a North American environment that has evolved to include greater competition. The continuing viability of Canadian pipelines during this evolutionary time is a matter of great interest to the Board. In this context, it is important, if older pipeline systems are to remain viable, that they have the opportunity and take action to retain their firm shippers and optimize utilization of their pipeline systems.

In this instance, the Board agrees with TransCanada that the proposed new services should give additional value to FT contracts and provide customers with increased flexibility of operation. In addition, the Board notes the benefits stemming from the cost-effective nature and timely implementation anticipated for these proposed service enhancements.

While the Board recognizes that certain FT shippers may be in a better position than others to make maximum use of the FT Make-Up and AOS Credits, the Board is satisfied that all FT shippers will have an opportunity to access these credits, either directly or through creative management of their gas portfolios. Furthermore, the varying ability of shippers to utilize a service offered in a pipeline's tariff is not unique to these new services. For example, while diversions are available to all FT shippers (as a means to facilitate the full benefit of their FT capacity), many shippers neither require nor use this feature. With a complex, modern pipeline system and tariff, it would be unreasonable and impractical to require a pipeline to offer only those services that could be utilized by all shippers to the same extent. Accordingly, the Board is of the view that the proposed service enhancements are not unduly discriminatory.

The Board notes the trial nature of these credit mechanisms and expects that TransCanada, together with its shippers, will assess the merits of continuing or amending these new service enhancements in the longer term.

2.3 Incentive Mechanisms

The following components of TransCanada's S&P Settlement were presented as incentive mechanisms.

- Severance Program (Article 5)
- Inventory Management Program (Article 8)
- Revenue/Asset Management Program (Article 9)
- Fuel Gas Incentive Program (Article 10.1)
- Foreign Exchange Management Program (Article 10.2)
- Interest Rate Management Program (Article 10.3)

The Severance Program is designed to benefit both TransCanada and its shippers through a reduction in TransCanada's employee costs. Severance Costs for employees with termination dates during the term of the S&P Settlement would be deferred and amortized over a three year period to allow for a matching of severance costs and the related future cost savings. The related sustainable Severance Cost Savings would be calculated annually as the amount of salaries, benefits and overhead costs that would be no longer incurred. Severance Benefits would be calculated by subtracting the Severance Cost Savings from the amortized Severance Costs in each test year. These benefits, whether positive or negative, would be

shared 70% for TransCanada and 30% for Shippers. The amount allocated to Shippers would be applied against the Net Revenue Requirement in the following test year.

By letter dated 19 July 2001, TransCanada advised the Board that the Inventory Management Program, as contemplated in Article 9 of the S&P Settlement, had been ratified by TTF Resolution 05.2001. The Board approved Resolution 05.2001 on 10 September 2001, and accordingly, the Inventory Management Program was not considered further within the context of the RH-1-2001 proceeding.

The Revenue/Asset Management Program is designed to minimize costs associated with TBO Assets and FST Replacement Assets while generating incremental transportation and other revenue. Under this program, TransCanada would be entitled to keep, as commission, a portion of the revenues it generates from a specified group of services. The total commission could not exceed $5 million annually. The commission payable to TransCanada would be recorded in an incentive deferral account and included in the subsequent year's net revenue requirement. Start-up gas would not form part of this program.

When the Tolls Application was filed, the Fuel Incentive Program was still under discussion; however, this program was subsequently finalized and included as an appendix to TransCanada's Additional Written Evidence. The Fuel Incentive Program is designed to minimize total delivered costs, including fuel gas and power costs for electric-driven compressors, while achieving an acceptable balance between cost savings and level of service. Fuel usage would be measured against a target and TransCanada would earn an incentive payment for volumetric reduction in fuel usage from this target, based on a negotiated schedule. Customers would benefit through the month-to-month fuel recovery mechanism. The payment to TransCanada under the Program would be limited to a maximum of $15 million and would result in a corresponding increase in the 2003 Revenue Requirement.

The Foreign Exchange Management Program is a continuation of an existing program and is designed to reduce losses incurred from foreign exchange transactions. Gains and losses, as measured around a benchmark, incurred through the program would be shared equally between TransCanada and its shippers. The Shippers' share incurred in any given test year would be applied against the Net Revenue Requirement in the subsequent year, whereas TransCanada's share would be retained by the pipeline.

The Interest Rate Management Program is a continuation of an existing program and is designed to reduce the long-term costs of funds in the actual debt portfolio and the issuance of new debt. Gains and losses, as measured against a benchmark, incurred through the program would be shared equally between TransCanada and its shippers. The Shippers' share incurred in any given test year would be applied against the Net Revenue Requirement in the subsequent year, whereas TransCanada's share would be retained by the pipeline.

TransCanada indicated that the incentive mechanisms would provide it with appropriate incentives to maximize revenues and reduce costs, thereby aligning TransCanada's interests with those of its customers. TransCanada submitted that the incentive mechanisms would work together as a package, whereby its motivation to cut costs (e.g., by fixing OM&A amounts and by allowing TransCanada to keep all additional savings) would be balanced by its potential to earn additional revenues (e.g., through the Severance Program, Revenue/Asset Management Program and Fuel Gas Incentive Program).

2.3.1 Views of Parties Opposing TransCanada's Proposal

Centra stated that it generally supports the concept of performance-related enhancements; however, it also indicated that the Revenue/Asset Management Program would allow TransCanada an opportunity to earn additional revenue without having to do much. Centra commented that, in the case of a commission on balancing fees, TransCanada may be encouraged in the wrong direction. Finally, Centra expressed the view that the disposition of the incentive mechanisms should be contingent upon some degree of risk sharing.

The CA submitted that it generally supports the notion of providing TransCanada with a proper set of incentives; however, it suggested that the structure of the S&P Settlement is not the only framework in which the pipeline could be motivated to maximize revenues and reduce costs. The CA also suggested that, if the Board were to disallow TransCanada from flowing through all of the non-renewal costs to its shippers, the business risk would then be allocated to TransCanada and its shareholders, and TransCanada would be clearly encouraged to maximize revenues, retain load and reduce costs.

PG&E/El Paso's stated position, with the exception of the issue of risk/revenue sharing, was to support the remaining terms of the S&P Settlement, including the incentive mechanisms, so as not unravel the entire application to the detriment of other shippers. Nonetheless, PG&E/El Paso expressed concern that the proposed incentives appear to be no more than an attempt by TransCanada to attract additional revenue without a proper risk/reward balance that would reflect a sharing of both the potential upsides and downsides. PG&E/El Paso proposed a modification to the Revenue/Asset Management Program as part of their alternative proposal for the sharing of risk associated with FT contract non-renewals (see Section 2.1.2).

Views of the Board

The Board accepts that the proposed Incentive Mechanisms were designed as a package to align the interests of TransCanada and its shippers. As such, these provisions in the application were supported by a significant number of parties. The concerns raised by Centra, the CA and PG&E/El Paso appear to the Board to be related more to their interests in promoting a risk-sharing mechanism than to any specific difficulties with the incentive mechanisms proposed by TransCanada.

In the Board's view, no significant doubt was raised with respect to the appropriateness of the proposed incentive mechanisms.

2.4 Pricing of IT Service

Currently, IT Service is a daily biddable service with a floor price equal to 80% of the 100% load-factor FT toll and no maximum bid price. The pricing of IT service was last reviewed as part of the RH-1-99 proceeding, in which the Board decided to raise the floor price of IT from 50% to 80% of the 100% load-factor FT toll, effective 1 May 2000.

In its Tolls Application, TransCanada proposed to maintain the daily and biddable nature of IT Service, but suggested the establishment of a revised methodology for determining the IT floor price.

Under the proposed refinements, the floor price would be recalculated monthly to incorporate changes in the forward price of fuel gas at Empress and would be revised on a seasonal basis to reflect projected changes in marginal fuel ratios. While the floor price would continue to be based largely on incremental marginal fuel costs, a contribution to fixed costs and the FT commodity toll would be added. A collar on the floor price would be introduced and the minimum and maximum would be 80% and 120% of the 100% load factor FT toll respectively.

TransCanada submitted that the proposed changes represent a directional improvement over the current fixed floor price. TransCanada indicated that the proposed monthly redetermination of the floor price would ensure that the minimum price of IT Service is reflective of actual fuel gas costs, while the seasonal redetermination of the floor price based on changes in operating conditions and throughput would ensure that the floor price represents a better proxy of actual incremental marginal costs.

TransCanada also indicated that the addition of the FT commodity toll to the derivation of the floor price would help ensure that all variable costs are recovered, while the addition of a contribution to the fixed costs component would ensure that IT Service makes a contribution to fixed costs, providing benefit to FT shippers. TransCanada submitted that the adoption of the minimum floor price level as proposed would help deter migration of volumes from FT to IT Service, since a floor price strictly determined on the basis of incremental fuel costs could result in a floor price well below the 80% level.

TransCanada expressed the view that the Board should not give serious consideration to Centra's proposal (i.e. that IT Service should be priced at least equal to the 100% load factor FT toll) since it was only raised in Final Argument. TransCanada further submitted that evidence concerning migration from FT to IT Service was insufficient to reject the proposal contained in the S&P Settlement and indicated that IT Service would be discussed again as part of the next round of negotiations.

2.4.1 Views of Parties Opposing TransCanada's Proposal

Centra argued that, if there was evidence of migration from FT to IT Service, IT Service should be priced at least equal to the 100% load factor FT toll. Centra noted TransCanada's view that the pricing of IT Service had been a significant factor in FT contract non-renewals and subsequent migration from FT Service to IT Service.

PG&E/El Paso expressed some concerns over the pricing of IT, but did not oppose TransCanada's proposal.

Views of the Board

The Board is of the view that TransCanada's proposal for the pricing of IT Service represents an improvement over the currently approved methodology, as it better ensures that the IT floor price at least recovers the incremental marginal cost of providing the service. These adjustments are particularly relevant in periods of high price volatility.

The Board is cognizant that TransCanada's proposal resulted from a broad consensus among stakeholders with diverse interests with respect to IT Service pricing.

The Board notes that the prospective terms and conditions for IT Service will be discussed as part of the negotiations regarding the future business and regulatory model

for TransCanada. Therefore, in assessing the possible impact of TransCanada's proposal, the Board did not look beyond the 2001-2002 period.

2.5 Depreciation

According to the terms of the S&P Settlement, TransCanada's composite depreciation rate would increase in 2001 by adding 0.10% to the 2000 composite rate of 2.64% to equal 2.74% with a further addition of 0.15% in 2002 to 2.89%.

TransCanada noted that depreciation rates have not changed since 1993 as parties agreed not to adjust rates either as part of the four-year Incentive Settlement (1996 through 1999) or in the 2000 Tolls Application. For 2001, TransCanada indicated that an increase in depreciation rates is warranted for two reasons. First, there has been a $4.5 billion increase in rate base since the depreciation rates were last set by the Board in 1993. Second, the economic life of the assets has been reduced as a result of changes in WCSB supply and in TransCanada's markets.

TransCanada indicated that, in 1992, the depreciation rates for assets such as pipe were based on a 35-year economic life truncating in 2026. TransCanada contended that, if the truncation date remained unchanged, and recognizing the $4.5 billion addition to rate base (comprised mainly of pipeline and compression assets), it would have to recover the value of assets over fewer than 35 years, resulting in higher depreciation rates.

TransCanada stated that the S&P Settlement provides for depreciation rates to rise slightly in 2001 and 2002. TransCanada conceded that there is no depreciation study on the record. However, while TransCanada noted that increased depreciation rates would cause tolls to increase, it stated the evidence indicated that depreciation rates need to go up. TransCanada suggested that sufficient evidence was presented during the hearing with respect to the question of the changing supply picture in the WCSB to support the proposed changes to depreciation rates.

2.5.1 Views of Parties Supporting TransCanada's Proposal

CAPP endorsed, what it considered to be a small increase in the composite depreciation rate, and noted that the increase is supported, in part, by a change in the asset mix and vintage. CAPP indicated that the amount of the increase was negotiated, and is certainly not material enough to transform the depreciation cost from being acceptable to being unacceptable.

Coral indicated that it was concerned about the lack of evidentiary support for the proposed depreciation rate changes but was willing to accept the proposal during the life of the current application.

TransGas supported the proposed changes to depreciation rates.

2.5.2 Views of Parties Opposing TransCanada's Proposal

Centra expressed the view that depreciation rates should remain at their current levels as there is no evidence on the record to support an increase in depreciation rates. Centra contended that, while increasing return of capital is, perhaps, an understandable short term response to a perceived increase in risk, it is not appropriate absent a comprehensive solution that addresses that risk.

Centra stated that the mere addition of assets does not, in and of itself, lead to a changed depreciation schedule. Instead, Centra contended that the real issue is the economic life of the assets. Centra indicated that TransCanada's assumption of a truncation date of 2026 implied an economic life of 25 years but that there were no current depreciation study to support this view. Centra indicated that it was inappropriate to change depreciation rates on an unproven assumption.

In Centra's submission, if this had been a tolls case in the normal course, TransCanada would have been required to fully justify its depreciation proposal. Centra suggested that a settlement should not change the fundamental onus incumbent upon TransCanada, particularly for something as significant as depreciation.

The CA did not indicate whether or not it agreed with TransCanada's proposed depreciation rates but stated that the depreciation rates embodied in the S&P Settlement serve only to further dilute TransCanada's incentive to compete or take other steps to retain potential lost volumes.

PG&E/El Paso questioned why TransCanada was proposing to raise depreciation rates, thereby further burdening FT shippers during a period of extreme upward pressure on the Mainline System tolls.

Views of the Board

While the Board would normally expect a change in depreciation to be supported by a depreciation study, it is prepared in this instance to approve the proposed increases despite the absence of such a study.

In the Board's view, sufficient evidence was advanced on TransCanada's overall supply and market situation to suggest that a comprehensive review of TransCanada's depreciation rates is warranted and would result in increased depreciation rates. In addition, as indicated by CAPP, the Board considers the proposed changes to be relatively small and can be supported, in part, by a change in the asset mix and vintage.

2.6 Proposed Additions to Rate Base

As part of its Tolls Application, TransCanada provided schedules of Transmission Plant additions for the years 2000 and 2001. Total Transmission Plant additions were $196,096,000 for the year 2000 and $82,751,000 for the year 2001.

TransCanada included four projects totalling $13,818,000 in its 2001 Test Year Schedule, described as statistical forecasts, that did not have Board approval. During the proceeding, the Board inquired as to why those projects should be allowed in rate base. TransCanada indicated that these projects were used for forecasting purposes only and, upon further investigation, determined that the projects should not have been included in rate base. The projects numbers were used for budgeting purposes only and were inadvertently included as part of rate base additions. TransCanada estimated that the 2001 average Rate Base, as filed in its Tolls Application, would be reduced by approximately $6.9 million as a result of their removal.

Views of the Board

The Board accepts TransCanada's estimated reduction to its proposed 2001 Rate Base and is of the view that any revenue requirement impact associated with the removal of these projects should be flowed through to the 2002 Test Year in the normal deferral account manner.

2.7 Summary Views on the S&P Settlement

2.7.1 Views of TransCanada

TransCanada relied in part on the S&P Settlement as evidence of the justness and reasonableness of the resultant tolls. TransCanada argued that the relevance of support from interested parties for settlements is recognized in the Board's Settlement Guidelines. TransCanada indicated that only five of the stakeholders, representing less than 7% of annual TransCanada Mainline' revenues, initially expressed opposition. TransCanada concluded that while these numbers changed slightly over the course of the hearing, there was no significant variation. Further, TransCanada expressed the view that the significant level of support for the S&P Settlement, both in terms of the number and the diversity of supporters, is an indication that the resultant tolls are just and reasonable.

With regard to the breadth of support, TransCanada submitted that the S&P Settlement was an agreement among very diverse interests on significant and complex issues at a time of industry transition and uncertainty. The negotiating process resulted in a greater appreciation by parties for each other's interests, and for the history, complexity and the interrelated nature of the issues. TransCanada expressed the view that, as a stopgap or way station, the S&P Settlement would allow for parties to return to the challenge of creating a new business and regulatory model to define its operation in the new environment.

In conclusion, TransCanada argued that the substantial level of support for the S&P Settlement should be accorded significant weight in the Board's deliberations.

2.7.2 Views of Parties Supporting the S&P Settlement

CAPP urged the Board to look at the particular components of the Tolls Application and conclude that they are acceptable. Further, CAPP encouraged the Board to recognize that the individual components of the S&P Settlement were negotiated as a package and that the package as a whole should be approved.

The Eastern LDCs argued that Settlement Guidelines may be interpreted to accord significant weight to highly-supported settlements. Nonetheless, the Eastern LDCs agreed that, when a party brings forth sincere and credible opposition to a majority position, the Board should consider that opposition carefully.

The Eastern LDCs asserted that the Board should note the diversity and size of the support for a disputed settlement and ascribe to the settlement such relative significance as reflects those factors. In this case, the Eastern LDCs submitted that there is not only a diversity, but the entire range of TransCanada's stakeholders in support of the S&P Settlement, and in numbers that represent a substantial majority of those with commitments to the TransCanada Mainline System.

The Eastern LDCs noted that the S&P Settlement is not simply a proposal unilaterally brought forward by TransCanada, which just happens to meet the approval of a substantial majority and diversity of TransCanada's stakeholders. Rather, the S&P Settlement was reached after considerable effort and represented a compromise among parties on important features.

Finally, the Eastern LDCs submitted that, while it may be appropriate for the Board to develop guidelines for disputed settlements, the onus is primarily on the industry to produce negotiated settlements or come to the Board in a timely manner for resolution through litigation.

IGUA argued that the broad base of shipper support for the S&P Settlement is relevant to the Board's consideration as to whether the agreement will operate to produce just and reasonable tolls.

The ADOE submitted that just and reasonable tolls cannot be reduced to a mathematical formula based on a number of supporting or opposing shippers. The ADOE stated that there are non-shipper stakeholders, such as industry associations and governments, who are also concerned about just and reasonable tolls and the public interest.

With respect to Centra's and PG&E/El Paso's comments that captive shippers have been disenfranchised, the ADOE argued that contractually-captive shippers have voluntarily chosen to assume longer-term contracts for business reasons.

The ADOE noted that there were parties, who were not signatories to the S&P Settlement, but who supported it. Finally, the ADOE submitted that the Board should give a great deal of weight to the S&P Settlement because it is fair, balanced and strongly supported.

BP Canada indicated that substantial weight should be given to the S&P Settlement in the Board's decision-making process. In BP Canada's view, the parties to the S&P Settlement expended considerable effort and resources to negotiate the settlement on the expectation that it would be an important determinant of what is just and reasonable. BP Canada contended that, while a contested settlement in itself may not be a demonstration that the settlement is in the public interest and that the resulting tolls would be just and reasonable, it is important that a significant number of TransCanada's stakeholders, representing a substantial interest in the pipeline and a diverse range of individual interests, agreed on a comprehensive set of interrelated issues. Further, BP Canada acknowledged that, while negotiating positions are confidential, the process was open to all stakeholders.

BP Canada asserted that the Settlement Guidelines need to be reviewed to accommodate negotiations of more complex issues by diverse groups of interests, including competitors. BP Canada asserted that unanimity would be increasingly difficult to achieve in the future, and it would be unfortunate to eliminate the benefits and efficiencies associated with pursuing negotiated settlements. BP Canada suggested that parties need to know whether contested settlements will have standing; otherwise, they may be reluctant to invest time and resources into negotiations.

2.7.3 Views of Parties Opposing the S&P Settlement

Centra argued that it is inappropriate to give weight to the S&P Settlement in accordance with some numerical notion of support. Centra noted that the Settlement Guidelines do not deal with contested settlements, and submitted that, once the Board made the decision that the S&P Settlement did not fall

within the meaning of the Settlement Guidelines, the S&P Settlement became nothing more than an agreement among parties, whereby parties expressed support or opposition in argument. Accordingly, it should be treated no differently than the handling of a proposal in a regular proceeding. In conclusion, Centra submitted that the S&P Settlement ought to be accorded virtually no weight in the Board's deliberations.

The CA argued that a weighting of the demand volumes by remaining term of contract results in only 56% of the system affirmatively supporting the S&P Settlement. The CA asserted that this is not a compelling level of support. Further, the CA interpreted the Settlement Guidelines to indicate that the Board would not conclude that tolls are just and reasonable in the circumstances of an opposed settlement.

Coral expressed the view that the Board must weigh all of the evidence put before it, regardless of the level of support voiced for one proposal or another, in determining what is just and reasonable for its stakeholders. Coral indicated that it would be productive to have a Board-appointed facilitator participate in any future negotiations between TransCanada and stakeholders.

In keeping with TransCanada's position that a lack of expressed opposition is assumed to be a lack of opposition, PG&E/El Paso argued that a lack of expressed support can similarly be assumed to be a lack of support. As such, no suggestion should be made as to the views of parties who have not clearly identified their positions.

Finally, PG&E/El Paso argued that, if diversity of support is a relevant measure of success, then the failure to attract support from a particular group (e.g., contractually-captive shippers) should also be a relevant measure of failure.

Views of the Board

Given that TransCanada's proposed S&P Settlement was opposed by certain parties who participated in the negotiation process, the Board determined that the S&P Settlement was not in accordance with its Settlement Guidelines. By letter dated 8 June 2001, the Board advised TransCanada that it was prepared to treat the Tolls Application as a common position of parties and asked whether TransCanada wished to proceed on that basis. By letter dated 13 June 2001, TransCanada advised the Board that both the pipeline and the signatories to the S&P Settlement wished to proceed with the Tolls Application as filed.

In proceeding with the Tolls Application, the Board took the view that, in order to ensure the proper exercise of its jurisdiction under Part IV of the Act, it had a responsibility to examine the particular components of the S&P Settlement to determine whether each was acceptable and appropriate.

While it examined each component of the S&P Settlement on its own merit, the Board also took into account the fact that the individual components of the settlement were negotiated as a package, thereby representing both compromises and an alignment of interests. As such, the Board is reluctant to disturb individual components without clear evidence that the S&P Settlement, taken as a whole, would lead to results which are

inconsistent with the Act. In this proceeding, the Board does not consider that it received such evidence.

The Board acknowledges that, while some parties did not support the S&P Settlement, all parties had a fair opportunity to participate in the negotiation process. Further, the Board recognizes that the S&P Settlement received significant support from a broad cross-section of TransCanada's stakeholders. For these reasons, the Board believes that it should give significant weight to the level of support accorded by stakeholders to the S&P Settlement.

Finally, the Board wishes to reiterate its continued endorsement of the negotiated settlement process. One issue central to this proceeding was what factors should be considered and weighed by the Board when presented with a "contested settlement". The current Settlement Guidelines do not directly address this situation.

In addition, in the last few years, there has been considerable focus placed on the potential development of Alternative Dispute Resolution (ADR) mechanisms which might be utilized by the all stakeholders (and the regulator) to facilitate solutions to issues confronting pipelines and their stakeholders.

Accordingly, the RH-1-2001 Panel will recommend to the full Board that a review of the Board's Settlement Guidelines be commenced in the near future. Such a review, it is suggested, should include an examination of the "contested settlement" situation and the potential for the use of ADR mechanisms.

Chapter 3

Final Tolls versus Interim Tolls

3.1 Final Tolls versus Interim Tolls

The following represents the sequence of events leading to the interim tolls currently in effect for TransCanada

7 Dec. 2000	TransCanada filed its Application for Interim Tolls effective 1 January 2001 (based on an "Unopposed" TTF Resolution).
8 Dec. 2000	The Board issued its determination of the approved Rate of Return on Common Equity for 2001 (9.61%).
13 Dec. 2000	The Board issued Order TGI-4-2000 approving TransCanada's proposed interim tolls as filed in its application.
15 Dec. 2000	The Board received two letters of complaint (the CA and PG&E/El Paso) alleging irregularities in the TTF procedures.
19 Dec. 2000	The Board rescinded Order TGI-4-2000 and issued a new interim order (TGI-6-2000) to be in force for one month beginning 1 January 2001. The Board directed TransCanada to confirm its Application and established a written process to receive parties' comments on the appropriate level of interim tolls to go into effect 1 February 2001.
21 Dec. 2000	TransCanada confirmed its intent to continue with its interim tolls application as filed.
10 Jan. 2001	Comments were received from parties on the appropriate level of interim tolls for 2001.
15 Jan. 2001	TransCanada filed its reply comments.
25 Jan. 2001	The Board issued its decision approving TransCanada's proposed level of interim tolls effective 1 February 2001 (AO-1-TGI-6-2000).

In its Tolls Application, TransCanada proposed that its currently-approved interim tolls continue pending the Board's final decision with respect to its RH-4-2001 Fair Return Application. TransCanada noted that these tolls are based on the gross revenue requirement underlying TransCanada's approved final 2000 tolls, together with the volume determinants for 2001. TransCanada indicated that its Test Year 2000 Revenue Requirement included a rate of return of 9.90% on a deemed equity component of 30% pursuant to the methodology set out in the Board's RH-2-94 Multi-Pipeline Cost of Capital Decision.

IGUA raised the following two concerns:

a) Should the Board set final tolls for 2001 in this proceeding based on the rate of return set by the Board for 2001 (i.e., 9.61%) or should interim tolls continue until the Board decides TransCanada's RH-4-2001 Fair Return Application?

b) If interim tolls for 2001 are to continue, should they be based on the rate of return approved by Order AO1-TG1-6-2000 being 9.90%, or on the rate of return of 9.61% set by the Board for 2001?

IGUA proposed that TransCanada's 2001 Tolls should be finalized using the rate of return on common equity of 9.61% on a deemed common equity ratio of 30%. IGUA suggested that this rate be applied to the terms of the S&P Settlement in order to: i) respect the RH-2-94 decision and order, ii) establish and collect final tolls for 2001 in 2001, and iii) avoid shipper exposure to a massive retroactivity claim by TransCanada.

IGUA submitted that the Board's RH-2-94 Decision and the resulting order are mandatory and require that TransCanada's return be adjusted annually using the formula set out in that decision. IGUA argued that the Board should continue to apply the results of this formula until the Board decides that the formula is no longer applicable. In IGUA's view, if TransCanada wanted its cost of capital for the 2001 Test Year determined in a different manner, it should have filed an application for that relief before the Board set TransCanada's rate of return on common equity for the 2001 Test Year in the Board's 8 December 2000 letter.

IGUA also argued that TransCanada's 2001 Tolls should be finalized, rather than remain as interim, because it is in the public interest that the books for 2001 be closed in 2001. It suggested that a period of interim tolls which is more than 12 months in duration is unreasonable and not in the public interest, particularly when the Board is being asked to do so in order that TransCanada can claim a retroactive increase in profit.

Finally, IGUA suggested that, if interim tolls for 2001 are to continue, the level of interim tolls should be adjusted to reflect the cost of capital set by the RH-2-94 formula as contained in the Board's letter of 8 December 2000.

3.1.1 Views of TransCanada

TransCanada submitted that its tolls should remain interim at their current level until the Board makes a determination on its cost of capital for 2001 and 2002 in the RH-4-2001 proceeding. TransCanada submitted that neither the facts nor the law support IGUA's position. TransCanada argued that, to accept IGUA's conclusions, the Board must agree that the cost of capital element of the interim tolls for 2001 was rendered final by operation of the RH-2-94 return on equity adjustment mechanism after TransCanada's 2001 Interim Toll Application was filed and before the interim toll orders were issued.

TransCanada contended that the Board's RH-2-94 ruling was suspended by the interim orders that the Board issued. TransCanada noted that the Board's initial interim order was made on 13 December 2000 in respect to its Interim Toll Application which was filed on 7 December 2000. TransCanada argued that the Interim Toll Application was filed prior to the Board's 8 December 2000 letter upon which IGUA relies, and before the RH-2-94 directive would have gone into effect.

With respect to IGUA's claim that TransCanada should not keep its books open beyond the end of 2001, TransCanada noted that the Board has allowed this in the past. As an example, TransCanada referred to the Board's RH-1-88 decision where TransCanada's 1988 Revenue Requirement was not decided until August of 1989. TransCanada noted that the decision incorporated a return on equity adjustment back to 1 January 1988.

TransCanada suggested that, if it is successful in its RH-4-2001 Fair Return Application, the Board would not issue a retroactive order, but rather, would issue a retrospective order that would allow the collection of the return from the date of the order, or from a subsequent date, as determined by the Board.

TransCanada noted that its Tolls Application includes a Revenue Requirement and resulting tolls that are illustrative only. To determine final tolls at this time would be to deny TransCanada's RH-4-2001 Fair Return Application for 2001 without having heard it and to accept that a 9.61% return on equity on a 30% deemed equity ratio is appropriate without any supporting evidentiary record. Finally, TransCanada noted that the appropriate effective date for any change to TransCanada's cost of capital for the Mainline is an issue in the RH-4-2001 proceeding.

3.1.2 Views of Parties Supporting TransCanada's Position

CAPP noted that TransCanada's appropriate cost of capital will be addressed by the Board in the RH-4-2001 proceeding and that CAPP will, as part of its case in that proceeding, address the issue of whether any change in cost of capital should be retroactive, retrospective or prospective. As a result, CAPP contended that TransCanada's tolls should remain interim until the RH-4-2001 proceeding is concluded.

Centra, the Eastern LDCs and TransGas supported CAPP's position.

3.1.3 Views of Parties Opposing TransCanada's Position

Coral submitted that the Board should make a decision in this proceeding that TransCanada's tolls for 2001 are final. Coral claimed that to do otherwise would unjustly and unreasonably burden shippers that intend to use services on TransCanada in 2002. In Coral's view, the potential magnitude of the recovery from shippers is unjust and unreasonable, particularly in light of the discretion which TransCanada had in the timing of filing its Fair Return Application.

Coral submitted that not finalizing the tolls for 2001 could trigger a collection of tolls from shippers who were not responsible for causing them and that this is not in keeping with the principle of cost causation.

Views of the Board

The Board notes that its RH-2-94 Decision did not set a limit on the life of the adjustment mechanism but did suggest that it should be expected to last at least 3 years. Regarding potential changes to capital structure, the Board stated:

> "The Board will be prepared to consider a reassessment of capital structures, likely on an individual basis, in the event of a significant change in business risk, in corporate structure or in corporate financial fundamentals. ...Any reassessment of capital structure, for reasons such as those expressed above, must be at the request of the pipeline itself, its shippers or some other interested party. It would then be for the Board to assess the merits of such a request."

TransCanada's request for a review of its allowed return in its Fair Return Application is the first comprehensive request that the Board has received for a re-evaluation of the Board's findings in RH-2-94.

Section 19(2) of the Act authorizes the Board to make an interim order instead of a final order and to "reserve its decision pending further proceedings in connection with any matter."

The Board is of the view that the interim tolls set by Order AO1-TG1-6-2000 were interim in every respect, including cost of capital, and that the appropriate forum for determining TransCanada's cost of capital for 2001 and 2002 as well as the effective date of any changes is the RH-4-2001 proceeding. While the Board recognizes that the interim period in this case exceeds that normally contemplated or countenanced, in these particular circumstances, the Board finds the duration to be warranted.

Chapter 4

Board's Decisions resulting from RH-1-2001

4.1 The S&P Settlement

Decision

The Board is satisfied that the components of the S&P Settlement result in tolls that are just and reasonable, and not unduly discriminatory.

Accordingly, the Board approves the S&P Settlement in its entirety.

4.2 The Board's Settlement Guidelines

Decision

The RH-1-2001 Panel will recommend to the full Board that a review of the Board's Settlement Guidelines be commenced in the near future.

4.3 Proposed Additions to Rate Base

Decision

The Board accepts TransCanada's estimated reduction to its proposed 2001 Rate Base and directs that any revenue requirement impact associated with the removal of these projects be flowed through to the 2002 Test Year in the normal deferral account manner.

4.4 Final Tolls versus Interim Tolls

Decision

The Board directs that TransCanada's current tolls, which were made interim by Order AO1-TG1-6-2000, remain in effect pending the Board's final decision in the RH-4-2001 proceeding or as otherwise directed.

4.5 TransCanada's 2003 Tolls and Tariff Application

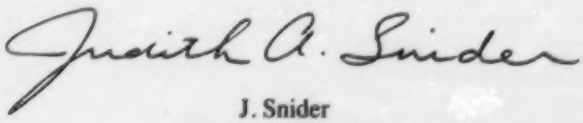
Decision

The Board directs TransCanada to file a comprehensive tolls and tariff application for the 2003 Test Year (whether supported by a negotiated settlement or not) by 1 September 2002.

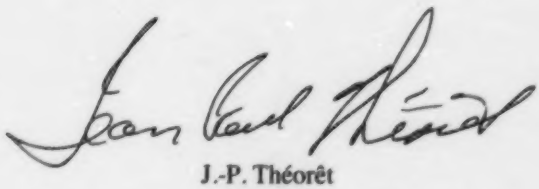
Chapter 5

Disposition

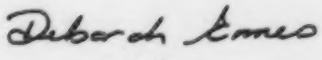
The foregoing chapters together with Order No. AO-2-TGI-6-2000 constitute our Reasons for Decision in respect of the Tolls Application heard by the Board in the RH-1-2001 proceeding.



J. Snider
Presiding Member



J.-P. Théorêt
Member



D.W. Emes
Member

Calgary, Alberta
November 2001

Appendix I

Toll Order AO-2-TGI-6-2000

ORDER AO-2-TGI-6-2000

IN THE MATTER OF *the National Energy Board Act* (the Act) and the regulations made thereunder;

AND IN THE MATTER OF an application filed with the National Energy Board (the Board) under File 4200-T001-15 by TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) for certain orders respecting tolls specified in a tariff pursuant to Part IV, Sections 59, 60, 64 and 65 of the Act.

BEFORE the Board on 1 November 2001.

WHEREAS the Board issued Hearing Order RH-1-2001 on 22 June 2001;

AND WHEREAS a public oral hearing was held pursuant to Hearing Order RH-1-2001 in Calgary, Alberta during which time the Board heard the evidence and argument presented by TransCanada and RH-1-2001 Parties;

AND WHEREAS the Board's decisions on the Application are set out in its Reasons for Decision dated November 2001, and in this Order;

AND WHEREAS the Board has considered the evidence and submissions, and has found that the tolls to be charged by TransCanada in accordance with this Order are just and reasonable and not unduly discriminatory;

THEREFORE, IT IS ORDERED, pursuant to section 21 of the Act, that:

1. TransCanada's current interim tolls, as set by Order AO-1-TGI-6-2000, are continued pending a final order by the Board concerning TransCanada's 2001 tolls in the RH-4-2001 proceeding.

NATIONAL ENERGY BOARD

Michel L. Mantha
Secretary

Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

TransCanada PipeLines Limited

RH-1-2001

Novembre 2001

Droits et tarif

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

TransCanada PipeLines Limited

Demande visant les droits et le tarif en 2001 et 2002

RH-1-2001

Novembre 2001

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2001-6F
ISBN 0-662-86304-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2001-6E
ISBN 0-662-31118-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Exposé et comparutions iii

Abréviations v

Glossaire vi

1. Introduction 1
- 1.1 Contexte 1
- 1.2 Aperçu de la demande visant les droits de TransCanada 3

2. Questions concernant les droits et le tarif 6
- 2.1 Partage des risques liés aux non-renouvellements de contrats 6
  - 2.1.1 Proposition et position de la CA 6
  - 2.1.2 Proposition et position de PG&E/El Paso 8
  - 2.1.3 Position de TransCanada 9
  - 2.1.4 Vues des parties en faveur de la position de TransCanada 11
  - 2.1.5 Vues des parties opposées à la position de TransCanada 13
- 2.2 Nouvelles améliorations de service proposées 16
  - 2.2.1 Position de TransCanada 17
  - 2.2.2 Vues des parties opposées à la proposition de TransCanada 17
- 2.3 Mécanismes incitatifs 18
  - 2.3.1 Vues des parties opposées à la proposition de TransCanada 20
- 2.4 Tarification du TI 21
  - 2.4.1 Vues des parties opposées à la proposition de TransCanada 22
- 2.5 Amortissement 22
  - 2.5.1 Vues des parties en faveur de la proposition de TransCanada 23
  - 2.5.2 Vues des parties opposées à la proposition de TransCanada 23
- 2.6 Proposition d'ajout d'installations à la base tarifaire 24
- 2.7 Résumé des positions au sujet du Règlement sur les P et T 25
  - 2.7.1 Position de TransCanada 25
  - 2.7.2 Vues des parties en faveur du règlement sur les P et T 25
  - 2.7.3 Vues des parties opposées au Règlement sur les P et T 27

3. Droits définitifs contre droits provisoires 29
- 3.1 Droits définitifs contre droits provisoires 29
  - 3.1.1 Position de TransCanada 30
  - 3.1.2 Vues des parties en faveur de la position de TransCanada 31
  - 3.1.3 Vues des parties opposées à la position de TransCanada 31

4. Décisions de l'Office - Instance RH-1-2001 33
- 4.1 Le Règlement sur les P et T 33
- 4.2 Les Lignes directrices de l'Office 33
- 4.3 Ajouts proposés à la base tarifaire 33
- 4.4 Droits définitifs contre droits provisoires 33
- 4.5 Demande de TransCanada visant les droits et le tarif en 2003 34

5. Dispositif 35

Liste des tableaux

1-1 Besoins en recettes de TransCanada pour 2001 5

Liste des annexes

I Ordonnance sur les droits AO-2-TGI-6-2000 36

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

PAR SUITE d'une demande présentée par TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) le 3 mai 2001 en vue d'obtenir certaines ordonnances autorisant l'approbation du Règlement concernant les prix et le transport sur la canalisation principale du 1er janvier 2001 au 31 décembre 2002 (le Règlement sur les P et T) et la mise en application des clauses du Règlement sur les P et T dans les droits et le tarif de TransCanada en 2001;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance RH-1-2001;

ENTENDUE À Calgary, en Alberta, les 18, 19, 20, 21, 24, 25, 26 et 27 septembre 2001 et les 1er et 2 octobre 2001;

DEVANT :

J.A. Snider	Membre présidant l'audience
J.-P. Théorêt	Membre
D.W. Emes	Membre

Comparutions		**Témoins**
C. K. Yates P.R. Jeffrey	TransCanada PipeLines Limited	M. Feldman S.A. Emond R.A. Whitmore P.R. Carpenter
D.G. Davies N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers	
P.C.P. Thompson, c.r.	Association des consommateurs industriels de gaz	P.L. Fournier
R. Fraser	AEC Marketing	
R. Power	Alliance Pipeline Ltd.	
C. Worthy	BP Canada Energy Company	
J.D. Brett B. Czarnecki	Centra Gas Manitoba Inc.	H.P. Stephens
R. King	Cogenerators Alliance	G.E. Briden A.S. White
G. Nettleton	Consumers' Gas Company Ltd. (faisant affaires sous le nom de Enbridge Consumers Gas)	

Comparutions		Témoins
K. McKnight	Coral Energy Canada Inc.	
H. Huber	Dynegy Gas Transportation, Inc. et Dynegy Marketing and Trade, division de Dynegy Canada Inc.	
R. Cohen L. Confrancisco	Foothills Pipe Lines Ltd.	
D. White	Marathon Canada Limited	
E. Decter	Mirant Americas Energy Marketing Canada Ltd.	
S. Scholli	Nexen Marketing	
R.R. Moore	Pétrolière Impériale Ressources Limitée	
N. Gretener L.E. Smith, c.r.	PG&E Energy Trading, Canada Corporation/ El Paso Merchant Energy Group	N.J. Bartlo J.K. Hawks R.G. DeWolf A.S. Cheung A.M. Moorhead
C. Worthy	ProGas Limited	
M. Imbleau S. Trudeau	Société en commandite Gaz Métropolitain	
N. Ruzycki	TransCanada Energy Inc.	
V.R. Gorr	TransGas Limited	
M. Boyle	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	
G. Cameron	Union Gas Limited	
A. Haskey	Westcoast Energy Inc.	
C.J. Page B. Prenevost	Ministère de l'Énergie de l'Alberta	
J. Brisson	Procureur général du Québec	
G. Delisle A. Hudson	Office national de l'énergie	

Abréviations

ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CA	Cogenerators Alliance Cardinal Power of Canada, L.P. (Sithe Energies Inc.), Lake Superior Power Limited Partnership, Tractabel Power, Inc. (West Windsor Power) et TransAlta Energy Corporation
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Centra	Centra Gas Manitoba Inc.
CoEnergy	CoEnergy Inc.
Coral	Coral Energy Canada Inc.
É.-U.	États-Unis
EE et A	exploitation, entretien et administration
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GJ/j	gigajoules/jour
GTD	Groupe de travail sur les droits
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
Office (ou ONÉ)	Office national de l'énergie
P et T	prix et transport
PG&E/El Paso	PG&E Energy Trading, Canada Corporation/El Paso Merchant Energy Group
SDA	service de dépassement autorisé
SDL de l'Est	Sociétés de distribution locale de l'Est (Enbridge Consumers Gas, Société en commandite Gaz Métropolitain et Union Gas)
Sempra	Sempra Energy Trading Services Corp.
SG	service garanti
SGO	service garanti offert
TI	transport interruptible
TPA	transport par d'autres
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited

Glossaire

Coût du service	Coût total de prestation du service. Il comprend les dépenses d'exploitation et d'entretien, la dépréciation, l'amortissement, l'impôt et le rendement de la base tarifaire. En général, le coût du service d'une société pipelinière correspond à ses besoins en recettes
Groupe de travail sur les droits	Groupe de travail mixte de l'industrie, créé par TransCanada, dont les membres proviennent de tous les secteurs de l'industrie gazière (producteurs, commercialisateurs, courtiers, sociétés pipelinières, gouvernements provinciaux, sociétés de distribution locale, consommateurs industriels)
Partie III	Partie de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* qui traite de la construction d'installations
Partie IV	Partie de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* qui traite du transport, des droits et des tarifs
RH-2-95	Ordonnance d'audience relative à la demande de TransCanada visant les nouveaux droits exigibles à compter du 1er janvier 1996
RH-1-99	Ordonnance d'audience relative à la modification du Tarif en ce qui concerne le transport interruptible et le transport garanti à court terme
RH-4-2001	Ordonnance d'audience relative à la demande présentée par TransCanada le 6 juin 2001 concernant un rendement équitable

Chapitre 1

Introduction

Depuis le milieu des années 1980, l'Office national de l'énergie (l'Office) favorise les règlements négociés comme solution de remplacement des contestations litigieuses pour améliorer l'efficacité du processus de réglementation. En septembre 1988, l'Office a révisé ses Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (les Lignes directrices) en vue d'apporter les éclaircissements et de réitérer l'engagement dont la collectivité de réglementation avait besoin pour continuer de recourir aux règlements négociés.

Au début des années 1990, les règlements négociés étaient devenus plus fréquents, mais deux préoccupations persistaient. Premièrement, l'Office semblait hésiter à accepter des règlements globaux. Deuxièmement, l'Office avait tendance à tenir une audience même si un règlement avait été négocié. L'Office a résolu ces questions lorsqu'il a mis à jour ses Lignes directrices en date du 23 août 1994, pour ainsi clarifier le rôle de l'Office en matière de règlements et établir des critères acceptables pour le processus de règlement.

1.1 Contexte

À l'instance RH-2-95, l'Office a approuvé le Règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des recettes (le Règlement incitatif) de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada). Le Règlement incitatif a eu pour effet d'établir une méthode permettant de déterminer les besoins en recettes nettes que TransCanada devait utiliser pour calculer les droits exigibles sur son réseau principal pour les années d'essai 1996 à 1999 inclusivement.

Vers 1998, TransCanada a entrepris des négociations avec ses intervenants pour apporter un vaste éventail de changements à ses droits et son tarif; ces changements ont donné lieu aux négociations sur les prix et le transport.

En vue de l'année d'essai 2000, TransCanada a tenu des négociations avec ses intervenants afin de proroger les modalités du Règlement incitatif pour un an. Ces négociations ont échoué.

Le 17 décembre 1999, TransCanada a déposé une demande visant les droits en 2000. En janvier 2000, TransCanada a informé l'Office que des discussions se poursuivaient avec les intervenants et a demandé que l'Office reporte à plus tard la constitution d'une instance pour le traitement de sa demande visant les droits en 2000. En avril 2000, TransCanada a déposé une demande modifiée visant les droits en 2000. Cette demande reposait sur une règlement négocié conçu par les membres de son groupe de travail sur les droits (GTD). L'Office a approuvé provisoirement les droits issus des négociations, en attendant les commentaires des parties intéressées qui ne faisaient pas partie du GTD.

Trois parties se sont opposées à la demande de TransCanada visant les droits en 2000. À la suite de négociations ultérieures, une de ces parties s'y opposait toujours. En juillet 2000, l'Office a approuvé les droits définitifs pour 2000 et statué que le processus de règlement utilisé par TransCanada et les

discussions subséquentes avec les intervenants ne faisant pas partie du GTD étaient conformes à l'esprit des Lignes directrices.

Pendant le reste de 2000, TransCanada a poursuivi ses négociations avec les intervenants concernant une entente à plus long terme sur les droits et le tarif de même que les droits en 2001. Le 7 décembre 2000, TransCanada a déposé une demande visant des droits provisoires devant entrer en vigueur le 1er janvier 2001. TransCanada a fait savoir à ce moment-là qu'elle déposerait une demande visant les droits définitifs pour 2001 une fois terminées les discussions avec ses intervenants.

Le 22 février 2001, TransCanada a diffusé un communiqué selon lequel un règlement avait été conclu sur les questions de droits et de tarif, autres que celles portant sur le coût du capital, pour les années d'essai 2001 et 2002. Toutefois, en mars 2001, certaines parties intéressées ont fait savoir à l'Office qu'elles s'opposaient au règlement.

Le 3 mai 2001, TransCanada a déposé une demande visant les droits et le tarif en 2001 et 2002 (la demande visant les droits) qui s'appuyait sur les modalités du Règlement concernant les prix et le transport sur la canalisation principale (le Règlement sur les P et T). Le Règlement sur les P et T était signé par treize groupes représentatifs de l'éventail diversifié des intervenants sur le réseau principal de TransCanada.

TransCanada a affirmé que le Règlement sur les P et T obéissait aux critères d'un processus de règlement acceptable tels qu'énoncés dans les Lignes directrices de l'Office. Elle a déclaré en outre que toutes les parties intéressées à ses droits et son tarif avaient eu l'occasion de participer et de faire reconnaître et apprécier leurs intérêts par voie d'un procédé équitable. De plus, TransCanada a soutenu que le Règlement sur les P et T avait permis d'inclure suffisamment de renseignements dans le dossier public pour que l'Office soit en mesure de comprendre les principes fondamentaux de l'entente et d'évaluer son caractère raisonnable.

Par la suite, l'Office a mis en place un processus de commentaires écrits pour que les parties intéressées puissent se prononcer sur toute question se rapportant à la demande visant les droits de TransCanada et sur la nécessité ainsi que la nature éventuelle d'un processus supplémentaire pour l'étude de cette demande.

Le 8 juin 2001, l'Office a statué que le Règlement sur les P et T n'était pas conforme aux Lignes directrices, principalement en raison du fait que certaines parties ayant participé au processus de négociation s'y opposaient. Dans sa décision, l'Office a fait savoir qu'il entendait traiter le Règlement sur les P et T proposé à titre de position commune des parties et qu'il était disposé à l'examiner un élément à la fois. TransCanada a avisé l'Office ultérieurement qu'elle et les signataires du Règlement sur les P et T étaient disposés à ce que la demande visant les droits soit étudiée telle qu'elle avait été déposée.

Le 22 juin 2001, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience RH-1-2001- Instructions, ayant pour but de constituer un processus devant mener initialement à une audience orale qui débuterait le 20 août 2001. Le 22 juillet 2001, en réponse à un avis de motion déposé par la Cogenerators Alliance (la CA), l'Office a reporté certaines dates du calendrier des événements pour que l'audience publique puisse commencer le 17 septembre 2001 (date ultérieurement reportée au 18 septembre 2001).

La liste révisée des questions soumise par l'Office comportait huit questions. Deux de ces questions ont été retirées de l'instance RH-1-2001 avant le début de la partie orale de l'audience.

Le 27 août 2001, l'Office a retiré la question g), c'est-à-dire « le traitement comptable qu'il convient d'appliquer à toute incidence que la mise hors service de certaines installations de compression proposée par TransCanada pourrait entraîner sur la base tarifaire et les besoins en recettes », en invoquant le fait qu'il ne serait pas pratique d'isoler et d'aborder adéquatement les questions relatives à la partie IV dans le cadre d'une instance qui serait distincte d'une instance sur les questions relatives à la partie III et au Règlement sur les pipelines terrestres.

Le 7 septembre 2001, l'Office a autorisé Sempra Energy Trading Services Corp. (Sempra) à retirer sa preuve déposée à l'avance au sujet de la question h), soit « les droits des expéditeurs en service garanti d'hiver à long terme (SGH-LT) à la procédure de retour ainsi qu'aux crédits de rattrapage et de service avec dépassement autorisé » et, par conséquent, a retiré la question h) de l'instance RH-1-2001.[1]

Une question de procédure a été soulevée avant l'audience au sujet de la divulgation d'information se rapportant aux expéditeurs (en réponse à une demande de renseignements) et concernant le service de transport interruptible (TI) de chacun. TransCanada s'est opposée à la divulgation de ces renseignements sous prétexte qu'ils étaient confidentiels et délicats du point de vue commercial. Le 7 septembre 2001, l'Office a donné avis qu'il étudierait les observations des parties intéressées sur cette question au début de l'audience. Le 18 septembre 2001, l'Office a entendu des observations verbales formulées par les parties intéressées sur cette question et rendu ultérieurement la décision suivante :

> [traduction]
>
> En ce qui concerne cette question, toutes les parties ont reconnu, et l'Office est du même avis, que les renseignements demandés sont délicats du point de vue commercial et qu'ils ne peuvent être formatés de telle sorte que leur caractère confidentiel soit maintenu. En outre, les renseignements demandés, selon l'opinion de l'Office, ne sont pas d'importance critique pour son processus décisionnel, et nous (l'Office) ne sommes pas persuadés qu'ils soient d'importance critique pour la préparation de la cause des parties.

La partie orale de l'instance RH-1-2001 a débuté le 18 septembre 2001 et s'est terminée le 2 octobre 2001.

1.2 Aperçu de la demande visant les droits de TransCanada

La demande visant les droits de TransCanada s'appuyait sur le Règlement sur les P et T et portait sur la période allant du 1er janvier 2001 au 31 décembre 2002. Le Règlement sur les P et T établissait la méthode de conception des droits qui serait utilisée, les dispositions tarifaires applicables et les éléments des besoins en recettes de TransCanada, exception faite des montants se rapportant au coût du capital, pour les années d'essai 2001 et 2002. Le 6 juin 2001, TransCanada déposait une demande distincte (soit

---

[1] Sempra était la seule partie de l'instance RH-1-2001 touchée par cette question. Au cours de l'instance, Sempra s'est entendue avec TransCanada pour convertir son contrat de SGH-LT en un contrat de transport garanti.

la demande concernant un rendement équitable pour 2001 et 2002) en vue de la détermination de son coût du capital pour 2001 et 2002.

Le Règlement sur les P et T préconise essentiellement une méthode de conception des droits fondée sur le coût du service, exception faite des recettes liées au programme de gestion des recettes/actifs et à d'autres mécanismes incitatifs. Le Règlement sur les P et T serait en vigueur au cours des années d'essai 2001 et 2002 de TransCanada respectivement.

Un résumé des principaux éléments du Règlement sur les P et T est présenté ci-après.

- **Besoins en recettes nettes** (Article 4) - méthode de détermination des besoins en recettes nettes en 2001 et 2002 (voir le tableau 1-1).

- **Mécanismes incitatifs**

  - **Programme d'indemnités de cessation d'emploi** (Article 5) - inciterait TransCanada à réduire ses frais de main-d'oeuvre et à partager les bénéfices qui en découleraient avec ses expéditeurs.

  - **Programme de gestion des recettes/actifs** (Article 9) - inciterait TransCanada à réduire les coûts liés aux actifs de transport par d'autres (TPA) et aux actifs de remplacement du service garanti offert (SGO), ainsi qu'à produire des recettes supplémentaires au titre du transport et d'autres services. Les commissions de TransCanada seraient plafonnées à 5 millions de dollars annuellement.

  - **Programme de mesures incitatives** (Articles 10.1 à 10.3) - trois programmes (c.-à-d. le programme incitatif en matière de gaz combustible, le programme de gestion du change et le programme de gestion des taux d'intérêt); les gains et les pertes qui en découleraient seraient partagés entre TransCanada et ses expéditeurs.

- **Taux moyen d'amortissement** (Article 7) - le taux moyen de 2000, soit 2,64 %, serait haussé de 0,10 % pour se situer à 2,74 % en 2001; une hausse supplémentaire de 0,15 % le porterait à 2,89 % en 2002.

- **Services de transport** (Article 11) - modification de la méthode de fixation du prix plancher du TI; introduction d'améliorations au service de SG; processus accéléré d'autorisation de nouveaux services.

- **Procédure de remise** (Article 12) - TransCanada serait tenue de déterminer si les demandes de service de transport garanti (SG) additionnel pourraient être satisfaites par une remise de capacité de la part d'autres expéditeurs, avant que TransCanada n'envisage de nouvelles installations ou le TPA.

- **Futur modèle d'entreprise et de réglementation** (Article 13) - TransCanada a entrepris d'élaborer un modèle d'entreprise et de réglementation qu'elle soumettra aux groupes intéressés pour examen et discussion.

La demande visant les droits de TransCanada et les annexes à l'appui ont été produits de manière à refléter les modalités du Règlement sur les P et T.[2] Les aspects du Règlement sur les P et T qui ont été remis en question dans le cadre de l'instance RH-1-2001 sont traités au chapitre 2. Ce dernier se termine par un résumé des positions des parties et de l'opinion de l'Office sur l'ensemble du Règlement sur les P et T.

Tableau 1-1
Besoins en recettes de TransCanada pour 2001
(en milliers de dollars)

Transport par d'autres	381 073 $
Coûts de remplacement SGO	35 235
Exploitation, entretien et administration (EE et A)	222 878
Coûts de l'intégrité des gazoducs et des franchises d'assurance	31 331
Coûts recouvrés par l'Office national de l'énergie (ONÉ)	9 565
Rendement *	836 963
Impôts sur les bénéfices	121 955
Amortissement	341 257
Change sur dette et autres frais de financement	0
Coûts liés au gaz et coût de l'électricité	80 083
Taxes municipales et autres	118 967
Amortissements réglementaires	(77 587)
Excédents de pression	5 680
Besoins en recettes brutes	2 107 400
Recettes diverses	
Recettes diverses non discrétionnaires	(70 106)
Recettes diverses discrétionnaires	(40 000)
Total des recettes diverses	(110 106)
Besoins en recettes nettes	1 997 294 $

* TransCanada a souligné que ce montant est donné uniquement à titre indicatif et qu'il est fondé sur un taux de rendement de 9,61 % pour 2001 (conformément au mécanisme de rajustement adopté par l'Office dans l'instance RH-2-94) et un ratio réputé du capital-actions ordinaires de 30 %. TransCanada a déposé une demande distincte (demande concernant un rendement équitable pour 2001et 2002 - Instance RH-4-2001) afin de faire modifier son rendement pour 2001et 2002.

---

2 Le lecteur trouvera le texte intégral du Règlement sur les P et T (en anglais) à l'annexe 1 de la demande visant les droits de TransCanada en date du 3 mai 2001 et dans la preuve sur pièces supplémentaire soumise par TransCanada en date du 13 juillet 2001.

Chapitre 2

Questions concernant les droits et le tarif

2.1 Partage des risques liés aux non-renouvellements de contrats

En 1999 et 2000, les volumes de gaz transporté en vertu de contrats de service garanti sur le réseau principal de TransCanada (SG, SGO et service de transport assorti de stockage) ont diminué de 1,5 million de gigajoules par jour (GJ/j), soit 18,8 % de la capacité de débit totale. De plus, TransCanada a reçu des avis de non-renouvellement de contrats de service garanti, avec prise d'effet le 1er novembre 2001, touchant 133 069 GJ/j. TransCanada a fait savoir au cours de l'instance que d'autres contrats de service garanti portant sur 910 926 GJ/j viendront à échéance en 2002.

Dans sa demande visant les droits, TransCanada a proposé d'utiliser le modèle du coût du service approuvé antérieurement pour répartir ses besoins en recettes et fixer ses droits. TransCanada a précisé qu'en vertu du modèle du coût du service, ses besoins en recettes dépendent du coût des installations déjà construites et comprises dans la base tarifaire, conformément aux autorisations obtenues de l'Office, et que ces coûts sont assumés par les expéditeurs du service garanti.

2.1.1 Proposition et position de la CA

La CA a laissé entendre qu'il n'était pas équitable de faire porter par les expéditeurs le fardeau complet des répercussions du non-renouvellement de contrats. Elle a proposé un mécanisme de partage du manque à gagner au titre des recettes, suivant lequel chaque groupe d'intervenants assumerait une partie du manque à gagner découlant des non-renouvellements postérieurs au 1er janvier 2001. TransCanada assumerait la partie du manque à gagner associé au rendement et aux impôts connexes sur les bénéfices (environ 48 %), les clients restants supporteraient la partie qui représente les coûts inévitables (environ 35 %), tandis que les clients qui ne renouvellent pas leurs contrats assumeraient le déficit lié au rendement du capital (environ 17 %). Le mécanisme proposé serait mis en place sous forme de système de surcharges au titre des coûts non recouvrables et de droits de sortie. Les clients ne renouvelant pas leurs contrats en raison de besoins moindres ne seraient pas assujettis à des droits de sortie et leur partie du manque à gagner serait absorbée par TransCanada. La CA a laissé entendre que le mécanisme de partage qu'elle propose serait progressivement supprimé à mesure que s'achèverait la transition à un milieu concurrentiel. De plus, la CA a suggéré l'adoption d'une période de transition de cinq à six ans au terme de laquelle TransCanada serait responsable de la totalité de tout manque à gagner.

La CA a proposé en outre que TransCanada introduise des droits différenciés en fonction de la durée restante des contrats de l'expéditeur. Les coûts du gazoduc seraient séparés en deux groupes. Les coûts du premier groupe, dit de la portion sans risques, seraient répartis d'après la méthode actuelle de TransCanada pour constituer une base tarifaire. Ceux du deuxième groupe, soit la portion à risque, seraient répartis entre les zones (ou points d'exportation) en fonction de la moyenne pondérée de la durée contractuelle restante de la zone. Ce montant servirait ensuite au calcul d'un droit par GJ-année à risque pour chaque zone. Le nombre d'années à risque représenterait la durée de vie de l'investissement dans le gazoduc (fixée à 19 ans par la CA) moins le nombre d'années à écouler avant l'échéance des contrats. Les clients pourraient proroger leurs contrats pour obtenir un droit moindre lié à la durée supplémentaire.

La CA a soutenu que la preuve présentée par TransCanada ne suffisait pas à déterminer si les droits fondés sur le Règlement sur les P et T seraient justes, raisonnables et non le résultat de distinctions injustes, et que l'appui accordé au Règlement sur les P et T était négligeable. La CA a laissé entendre que selon elle, les parties qui s'opposaient au règlement étaient des clients captifs à long terme. Selon son opinion, une méthode de conception des droits qui fait supporter entièrement le fardeau du risque de non-renouvellement de contrats par des clients captifs ne peut être ni juste ni raisonnable.

La CA a fait valoir que la proposition de TransCanada était contraire aux principes de l'origine des coûts et de l'efficience de répartition. Elle a souligné que selon le principe de l'origine des coûts, les parties qui occasionnent des coûts doivent les assumer, et a laissé entendre qu'en vertu du Règlement sur les P et T, tous les coûts découlant de l'abandon du SG étaient répercutés sur des clients qui ne les avaient pas occasionnés et ne pouvaient les éviter. La CA a ajouté que TransCanada pourrait occasionner certains coûts de non-renouvellement de contrats en omettant d'assurer des renouvellements ou de revendre de la capacité. En ce qui concerne l'efficience de répartition, la CA a laissé entendre qu'en recouvrant toutes recettes perdues auprès des clients restants, TransCanada ne s'exposerait pas à la discipline du marché, ce qui pourrait se traduire avec le temps par une mauvaise répartition des ressources. La CA a soutenu d'autre part que le fait de libérer TransCanada de toute responsabilité en matière de non-renouvellement de contrats pourrait entraîner un double recouvrement des coûts, étant donné que TransCanada a le droit d'obtenir un rendement qui comporte une prime de risque et est supérieur au taux obligataire hors risque.

La CA a soutenu qu'un changement fondamental comme le fait de passer à un marché de transport gazier plus concurrentiel exigeait un remaniement de la méthode de conception des droits. À son avis, la délivrance par l'Office d'un certificat visant des installations ne garantissait pas le recouvrement des recettes, même en vertu du modèle réglementaire fondé sur le coût du service en vigueur actuellement.

La CA a soutenu que le fait de continuer à faire assumer le fardeau complet des non-renouvellements de contrats par les expéditeurs du service garanti ne correspondrait pas à la démarche adoptée par les organismes de réglementation des États-Unis (É.-U.). La CA a fait valoir que les organismes de réglementation des É.-U. ont reconnu la nécessité d'atténuer l'incidence financière des non-renouvellements sur les expéditeurs ainsi que le besoin d'adopter des mesures qui incitent les sociétés pipelinières à devenir efficaces et compétitives.

La CA a indiqué qu'en vertu de son mécanisme de partage du manque à gagner, TransCanada et les clients ne renouvelant pas leurs contrats partageraient les risques et les coûts du non-renouvellement de contrats avec les expéditeurs restants. Elle a fait valoir que cette conséquence serait équitable étant donné que TransCanada était la mieux placée pour influer sur le niveau de non-renouvellements et que les clients qui ne renouvelaient pas leurs contrats étaient directement à l'origine des coûts de non-renouvellement.

La CA a souligné qu'il ne faudrait pas reporter les discussions sur un modèle concurrentiel d'entreprise et de réglementation jusqu'en 2003. La CA a proposé que l'Office, une fois sa décision rendue, ordonne à TransCanada de déposer dans un délai de 30 à 60 jours, aux fins d'approbation par l'Office, les outils de concurrence dont elle a besoin pour véritablement influer sur le niveau de non-renouvellements, sous forme de mesures de souplesse et d'incitation dans un environnement concurrentiel.

La CA a laissé entendre que les clients dont les contrats sont de plus courte durée représenteraient un plus grand risque d'entreprise que les autres expéditeurs et a fait valoir qu'un modèle de conception des

droits qui a pour effet d'allouer le coût des risques sans égard à l'échéance du contrat du client violait le principe de l'origine des coûts. La CA a souligné que c'est en raison de cette notion qu'elle avait proposé des droits différenciés selon la durée contractuelle et qu'à son avis, cette proposition inciterait les clients à proroger leurs contrats.

2.1.2 Proposition et position de PG&E/El Paso

PG&E Energy Trading, Canada Corporation et El Paso Merchant Energy Group (PG&E/El Paso) ont proposé conjointement une solution de rechange pour le partage des coûts, suivant laquelle les coûts découlant de l'incidence des non-renouvellements de contrats en 2000, 2001 et 2002 sur les besoins en recettes seraient partagés en 2001 et 2002. Plus particulièrement, les déterminants de facturation de TransCanada pour chaque année d'essai seraient réduits de 50 % du coût cumulatif des unités prévues aux contrats non renouvelés.

Le mécanisme de partage des coûts proposé par PG&E/El Paso serait jumelé à un partage des recettes de transport supplémentaires entre TransCanada et les expéditeurs. TransCanada aurait droit à 50 % des recettes supplémentaires, déduction faite des crédits de service de dépassement autorisé (SDA) et des crédits de rattrapage de SG (crédits de rattrapage). Le montant des recettes supplémentaires que TransCanada pourrait encaisser ne serait pas plafonné.

PG&E/El Paso ont précisé qu'elles avaient tenu compte d'un certain nombre de facteurs pour déterminer le taux de partage de 50 % des coûts de non-renouvellement : l'expérience des sociétés pipelinières des É.-U. qui supportent des risques de non-renouvellement de contrats, le fait pour les expéditeurs de TransCanada d'avoir assumé la totalité du risque à ce jour, la proposition selon laquelle les autres modalités de la demande visant les droits de TransCanada seraient retenues, l'opinion voulant que TransCanada soit partiellement responsable du non-renouvellement de contrats de SG sur son réseau et le manque de souplesse au niveau des prix dont jouissent normalement les pipelines aux É.-U.

Selon PG&E/El Paso, les hausses de droits survenues ou qui pourraient survenir en raison du non-renouvellement de contrats sur le réseau de TransCanada ont eu des effets nuisibles importants sur leur exploitation. PG&E/El Paso ont fait part de leurs préoccupations en ce qui concerne la proposition de TransCanada visant le recouvrement intégral des coûts dans un environnement concurrentiel, et ont laissé entendre que la réglementation en fonction du coût du service n'empêchait pas de tenir TransCanada responsable du coût des non-renouvellements. PG&E/El Paso ont fait valoir que TransCanada n'avait pris aucune mesure pour maintenir le niveau de capacité de débit ou soutenir la concurrence, et ont ajouté que les parties qui s'opposaient à la demande visant les droits étaient captives du réseau de TransCanada, soit physiquement, soit en raison de leurs contrats.

PG&E/El Paso ont donné plusieurs exemples pour montrer comment la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) avait traité d'importants non-renouvellements de contrats sur des pipelines des É.-U. PG&E/El Paso ont soutenu que la FERC n'avait pas approuvé les propositions unilatérales faites par des entreprises pipelinières qui visaient à répercuter l'incidence des non-renouvellements sur les expéditeurs restants, et que la FERC s'attendait à ce que ces entreprises partagent les risques de non-renouvellement de contrats et se mettent en quête de nouveaux débouchés. PG&E/El Paso ont souligné que les sociétés pipelinières avaient assumé la plus grande partie de l'incidence financière durant une période de transition désignée, après quoi elles devaient l'assumer entièrement. Dans chaque cas, la

FERC a approuvé des mécanismes de partage après que la société pipelinière visée et ses expéditeurs se furent entendus sur un règlement.

PG&E/El Paso ont allégué qu'on ne mettait pas toujours à la disposition des sociétés pipelinières des É.-U. les outils nécessaires pour contrer le non-renouvellement de capacité avant qu'un risque accru ne leur soit imposé. PG&E/El Paso ont également fait référence à des circonstances où la FERC avait approuvé le recours à des droits de sortie pour contrebalancer le coût de remises de capacité. PG&E/El Paso ont soutenu que les sociétés pipelinières des É.-U. pouvaient négocier des droits de sortie avec les clients qui souhaitaient soit ne plus utiliser leur réseau, soit remettre une partie de leur capacité avant l'échéance du contrat. La FERC n'a toutefois pas permis aux sociétés pipelinières d'imposer unilatéralement un droit de sortie sur les clients dont le contrat avait expiré.

Sans porter de jugement de valeur sur la prudence des décisions prises antérieurement par TransCanada, PG&E/El Paso ont néanmoins exprimé l'opinion que TransCanada, de par sa planification et sa conduite, s'était montrée peu disposée par le passé à réduire les coûts au minimum et à rendre son réseau plus compétitif. Selon PG&E/El Paso, TransCanada savait que la concurrence s'intensifiait et qu'il y avait risque de sous-utilisation lorsqu'elle a agrandi son réseau en 1998 et 1999 et, par conséquent, c'est à elle qu'il appartient d'assumer les risques de cet agrandissement.

PG&E/El Paso croyaient que l'adoption de leur proposition inciterait TransCanada à réduire les coûts au minimum et à hausser le niveau d'utilisation du réseau, que la question du non-renouvellement de contrats ne pouvait être réglée dans le cadre de négociations et que l'adoption de leur proposition, qu'elles considéraient comme une démarche transitoire, aurait un effet de catalyseur en assurant que TransCanada aurait des gains en jeu lors de négociations sur un modèle d'entreprise et de réglementation. PG&E/El Paso considéraient qu'il était approprié de répercuter une partie de l'incidence des non-renouvellements sur TransCanada en 2001 et 2002 et ont souligné qu'il y avait un potentiel de non-renouvellements importants au cours de cette période. Enfin, PG&E/El Paso ont fait valoir que leur proposition visait principalement la question du partage des risques et non un degré ou des mécanismes de partage particuliers.

2.1.3 Position de TransCanada

TransCanada a souligné que la capacité excédentaire sur le réseau principal était principalement attribuable à deux facteurs connexes : la construction de nouveaux pipelines, c.-à-d. Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) et Vector Pipeline Ltd., et les délais d'approvisionnement depuis le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) pour répondre à cet accroissement de capacité pipelinière. TransCanada a ajouté qu'elle n'avait jamais été exposée auparavant à des risques de sous-utilisation résultant du transfert de capacité par suite de l'aménagement de pipelines complètement nouveaux.

TransCanada estimait qu'elle avait agi prudemment et proactivement en construisant le moins d'installations possibles et en réduisant les risques de sous-utilisation. Elle a fait valoir qu'elle avait diligemment planifié la taille des agrandissements pipeliniers, optimalisé l'utilisation du réseau, réduit les coûts contrôlables, lancé de nouveaux services, conçu des méthodes novatrices d'établissement de prix et tenté d'apporter d'autres changements. TransCanada a souligné qu'aucun intervenant n'avait laissé entendre qu'elle avait manqué de prudence.

TransCanada a soutenu qu'une répartition différente des risques de non-renouvellement pourrait se révéler juste et raisonnable s'il lui était véritablement possible d'influer sur le niveau de non-renouvellements en se montrant souple et en développant des mesures incitatives qui permettraient de contrer de tels risques. TransCanada estimait que la répartition des risques n'était pas une question unidimensionnelle qui puisse se régler séparément d'autre questions, puisqu'elle pourrait agir sur différents aspects de l'exploitation du réseau, des besoins en recettes, des droits et du tarif.

TransCanada a entrepris l'élaboration d'un modèle d'entreprise et de réglementation qu'elle compte faire examiner et discuter par les intervenants. Le modèle d'entreprise a pour objectif de permettre à TransCanada d'être un concurrent efficace en matière d'offre et de demande de gaz. TransCanada a rejeté le point de vue exprimé par certaines parties selon lequel il était futile de poursuivre les négociations, et elle a laissé entendre que les probabilités de succès de ces négociations était plus fortes qu'auparavant. TransCanada a ajouté que s'il était impossible d'en arriver à une solution par des discussions avec les intervenants, elle s'adresserait à l'Office en 2002 pour qu'il tranche la question.

TransCanada a soutenu que les parties en faveur de solutions autres que sa proposition veulent que TransCanada ait part, après coup, aux incidences de la matérialisation d'un risque qu'elle n'aurait pas assumé et pour lequel elle n'aurait pas été dédommagée. TransCanada a maintenu qu'elle n'avait aucune possibilité raisonnable d'agir sur l'importance des non-renouvellements. TransCanada estimait en outre que les propositions de la CA et de PG&E/El Paso ne contenaient pas les éléments auxquels on devrait normalement s'attendre que contienne un nouveau cadre d'entreprise et de réglementation. TransCanada a soutenu que ces propositions ne prévoyaient aucune période préalable durant laquelle elle pourrait fonctionner tout en influant sur les décisions contractuelles des expéditeurs. Elle a ajouté qu'il n'y avait aucune symétrie entre les pertes de recettes attribuables aux non-renouvellements et les outils de concurrence permettant d'obtenir des volumes supplémentaires éventuels, ni entre les risques et les récompenses.

TransCanada a fait valoir que sur le plan financier, l'une ou l'autre des propositions de rechange réduirait son bénéfice et ses flux de trésorerie, sans qu'elle puisse profiter d'une occasion valable pour récupérer les montant perdus, ce qui pourrait nuire à sa capacité de remboursement de dette et faire obstacle à sa croissance future.

TransCanada estimait que la proposition de la CA était incompatible avec le principe de l'origine des coûts. Elle a souligné que l'origine des coûts est un principe de conception des droits selon lequel les parties qui occasionnent des coûts doivent les supporter. TransCanada a signalé que son réseau constituait un ensemble intégré qui avait été tarifé par le biais d'une méthode de droits intégraux pour montrer que les coûts étaient occasionnés par la prestation de services destinés à l'ensemble des expéditeurs ayant besoin de ces services. TransCanada a rejeté les affirmations de la CA selon laquelle sa proposition donnerait lieu à un double recouvrement des coûts, et elle a nié qu'elle ait cherché par le passé à se faire indemniser pour le risque de sous-utilisation à même le taux de rendement autorisé.

TransCanada a réfuté l'allégation de PG&E/El Paso selon laquelle TransCanada aurait pu décider de ne pas agrandir son réseau en 1999. TransCanada a soutenu qu'au vu des faits connus à ce moment-là, l'annulation du programme aurait pu occasionner la violation d'obligations contractuelles. TransCanada a souligné que la véritable ampleur des non-renouvellements s'était manifestée pour la première fois en avril 1999, alors que l'agrandissement était déjà bien avancé. TransCanada a ajouté qu'elle avait atténué l'incidence de l'agrandissement de 1999 en limitant son programme de construction.

TransCanada a fait valoir qu'il ne fallait pas faire de comparaisons directes entre le cadre de réglementation en vigueur aux É.-U. et celui qui a cours au Canada, en raison de distinctions importantes entre les deux. TransCanada a néanmoins laissé entendre que les propositions de rechange de la CA et de PG&E/El Paso n'étaient pas compatibles avec les décisions des organismes de réglementation des É.-U. Elle a fait valoir qu'aux É.-U., l'incidence financière des non-renouvellements n'avait pas été imposée à une société pipelinière à moins que cette dernière n'ait d'abord disposé des outils appropriés et que, à défaut d'un règlement négocié, il n'y avait jamais eu d'imposition réglementaire d'une proposition de partage des risques.

TransCanada a fait valoir que si l'on en juge par les précédents en matière de réglementation aux É.-U., la FERC s'attend à un certain niveau de symétrie entre les risques et les récompenses et que cette symétrie doit être établie au préalable. TransCanada a souligné que les sociétés pipelinières des É.-U. disposaient d'outils, dont la discrétion en matière de fixation des droits et le droit de premier refus, pour agir sur le niveau de non-renouvellement des contrats. TransCanada a également précisé que ces sociétés pouvaient recouvrer entièrement les coûts engagés avec prudence et que la politique de la FERC permettait aux pipelines de recouvrer les rabais plus tard par le biais de la tarification.

En ce qui concerne les droits de sortie, TransCanada indiqué que la FERC, suivant sa politique, n'approuve des droits de sortie que s'il sont le résultat de négociations tenues avec les expéditeurs avant qu'ils ne prennent la décision de ne plus recourir aux services du réseau. Elle a ajouté que la FERC n'est pas en faveur de droits de sortie unilatéraux, sous prétexte que les demandes à cet effet débordent des modalités contractuelles intervenues entre deux parties et violent ainsi le principe des tarifs déposés.

TransCanada a indiqué qu'aucune des parties ne contestait le fait que la FERC n'avait pas approuvé de propositions unilatérales ayant pour objet le partage des risques de non-renouvellement de contrats. Elle a ajouté qu'elle ne demandait pas à l'Office d'approuver une proposition unilatérale, mais plutôt une proposition qui a reçu l'aval d'un grand nombre de ses intervenants.

2.1.4 Vues des parties en faveur de la position de TransCanada

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) a insisté auprès de l'Office pour qu'il approuve la demande visant les droits de TransCanada telle qu'elle a été déposée et rejette les propositions de rechange présentées par la CA et PG&E/El Paso. La CAPP a souligné que la demande visant les droits repose sur le maintien du modèle actuel, soit celui du coût du service, qui a donné lieu à des droits toujours jugés justes et raisonnables par l'Office. La CAPP a fait valoir que l'Office ne devrait pas perturber les éléments individuels du Règlement sur les P et T si aucune preuve forte ne démontre que le règlement, dans son ensemble, mènerait à des résultats incompatibles avec la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi). La CAPP a exprimé l'opinion qu'aucune des parties opposées à la demande visant les droits n'avait présenté une telle preuve.

La CAPP était d'avis que la question du non-renouvellement était liée à la capacité excédentaire et qu'il était normal qu'un pipeline soit sous-utilisé pendant un certain temps après un agrandissement majeur (il faut un certain temps pour que l'offre compense l'accroissement de capacité). La CAPP a reconnu que l'excédent de capacité récent avait donné lieu, entre autres conséquences, à des hausses de droits sur le réseau de TransCanada et elle a laissé entendre que l'opposition à ces hausses de droits était à l'origine des propositions de rechange.

Selon la CAPP, il était préoccupant de noter que les propositions de rechange occasionneraient des risques supplémentaires pour TransCanada, mais qu'aucune partie n'avait abordé la question d'une récompense supplémentaire à titre de dédommagement. La CAPP a fait une distinction entre risque et matérialisation du risque, et elle a soutenu que si une société pipelinière était exposée à des risques, elle devrait s'attendre à être récompensée en conséquence, que les risques se matérialisent ou non. La CAPP a fait valoir qu'il était nécessaire d'examiner la question du partage des risques dans une perspective plus vaste et à plus longue échéance; elle a laissé entendre que l'approbation des propositions de rechange compromettrait les négociations futures sur un nouveau modèle d'entreprise et de réglementation pour TransCanada.

La CAPP estimait que l'Office ne devrait pas tenir grand compte de l'affirmation suivant laquelle les expéditeurs non captifs appuyaient la demande visant les droits alors que les expéditeurs captifs s'y opposaient. La CAPP a souligné que de nombreux producteurs de gaz de l'Ouest canadien étaient captifs du réseau principal de TransCanada parce qu'il ne leur était pas physiquement possible d'utiliser un autre réseau.

La CAPP a laissé entendre que les précédents cités concernant la FERC n'étaient pas totalement pertinents par rapport à TransCanada. Selon elle, outre le fait que TransCanada faisait face à des non-renouvellements de contrats, aucune discussion n'avait eu lieu sur les différences entre les risques comparatifs auxquels sont exposés les pipelines des É.-U. et ceux du Canada. Elle a ajouté que les politiques de tarification et les modèles de réglementation étaient considérablement différents d'un pays à l'autre.

Selon la CAPP, la proposition de la CA concernant des droits différenciés selon la durée du contrat manquait de rigueur parce qu'elle s'appuyait sur la prémisse selon laquelle le risque d'entreprise était déterminé uniquement par le nombre d'années restantes avant l'échéance du contrat de l'expéditeur.

L'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) a insisté auprès de l'Office pour qu'il approuve la demande visant les droits de TransCanada et a fait siennes les observations de TransCanada et de la CAPP en ce qui concerne les déficiences des propositions de rechange.

Les sociétés de distribution locale (SDL) de l'Est (Enbridge Consumers Gas, Société en commandite Gaz Métropolitain et Union Gas Limited) ont présenté des plaidoiries conjointes pour appuyer la demande visant les droits de TransCanada. Elles ont souligné qu'elles apprécient le degré de certitude que confère une solution négociée ainsi qu'une atmosphère non contentieuse pour les négociations futures en vue d'une solution globale concernant un nouveau modèle d'entreprise et de réglementation.

Les SDL de l'Est ont fait valoir que l'état du réseau de TransCanada les intéressait au plus haut point et ont souligné que des parties de leurs propres réseaux étaient physiquement captives du réseau principal de TransCanada. Les SDL de l'Est ont laissé entendre que l'Office pourrait, en théorie, rejeter la demande visant les droits et les propositions de rechange, et ordonner aux parties de reprendre les négociations. Les SDL de l'Est ne favorisaient pas cette solution, mais jugeaient qu'elle serait préférable à l'adoption de l'une ou l'autre des propositions de rechange.

Le ministère de l'Énergie de l'Alberta (MÉA) a adopté les observations de la CAPP au sujet des non-renouvellements de contrats et a soutenu que les propositions de la CA et de PG&E/El Paso devraient être rejetées. Selon le MÉA, une augmentation du risque et une hausse du coût du capital vont de pair. Le

MÉA a contesté le bien-fondé d'une transition vers le modèle de réglementation des É.-U. et souligné que la FERC n'avait jamais imposé unilatéralement une proposition de partage des risques de non-renouvellement de contrats. Le MÉA s'est dit préoccupé par la proposition de la CA concernant les droits différenciés en fonction de la durée du contrat et les droits de sortie.

BP Canada Energy Company (BP Canada) a fait valoir que l'Office devrait approuver la proposition contenue dans la demande visant les droits de TransCanada et rejeter les propositions de rechange parce qu'elles présentent des lacunes. BP Canada estimait que le bien-fondé des propositions de rechange n'avait pas été démontré et que de tels changements ne devraient pas être étudiés isolément.

TransGas Limited (TransGas) a soutenu que le mode de partage prévu dans la demande visant les droits de TransCanada est un principe bien ancré qui permet de partager convenablement les risques de non-renouvellement de contrats, et a maintenu qu'aucune partie n'avait fourni de preuve contraignante qui permettrait de remettre en question le caractère approprié de l'équilibre traditionnel entre les risques et les récompenses.

TransCanada Energy Ltd. a appuyé l'approbation de la demande visant les droits de TransCanada et a signalé qu'aucune partie n'avait proposé de solution de rechange viable.

2.1.5 Vues des parties opposées à la position de TransCanada

Centra Gas Manitoba Inc. (Centra) considérait la question du non-renouvellement de contrats et les conséquences financières connexes comme étant les enjeux les plus importants auxquels TransCanada, ses intervenants et l'Office sont confrontés. Centra était d'avis que TransCanada avait fait trop peu trop tard pour régler la question de sa compétitivité et elle estimait par conséquent que TransCanada devait assumer une partie des conséquences financières du non-renouvellement de contrats de SG.

Centra a fait référence au document intitulé *Agreement on Natural Gas Pipeline Regulation, Competition and Change to Promote a Competitive Environment and Greater Customer Choice* (l'entente sur la réglementation des gazoducs, la concurrence et le changement visant à favoriser un environnement concurrentiel et un meilleur choix pour le consommateur (l'entente) signé par TransCanada et les autres intervenants le 7 avril 1998. Centra estimait que TransCanada, en signant l'entente, reconnaissait qu'elle assumait des risques supplémentaires liés à la concurrence. Centra a fait valoir que l'Office devait reconnaître qu'il y avait un lien direct entre les mesures prises par TransCanada dans le cadre de l'entente, le retrait subséquent de son opposition au gazoduc Alliance et la sous-utilisation actuelle de la capacité.

Au départ, Centra a exprimé l'opinion que les incidences financières du non-renouvellement de contrats de SG en 1999, 2000 et 2001 devaient être partagées par TransCanada et ses expéditeurs pour 2001, mais n'a pas proposé de mécanisme de partage particulier. En plaidoirie finale, Centra a fait savoir qu'elle se contenterait d'appuyer la proposition de PG&E/El Paso. Selon elle, l'ensemble de la preuve était suffisant pour que l'Office puisse trancher la question de savoir quelle part des incidences financières il conviendrait à TransCanada d'assumer.

Coral Energy Canada Inc. (Coral) a soutenu que l'enjeu le plus important auquel TransCanada, ses clients et l'Office sont confrontés était le changement qu'il y a lieu d'apporter au modèle d'entreprise de TransCanada et à sa manière de concevoir la réglementation. Selon Coral, TransCanada, en retirant son

opposition à Alliance, avait assumé la responsabilité des risques éventuels à compter de ce moment-là. Coral a fait valoir qu'une autre ronde de négociations offrait peu de chances de succès.

Coral a fait part de son appui en faveur de la proposition de rechange soumise par PG&E/El Paso. Elle a toutefois recommandé que la partie de cette proposition portant sur le partage des recettes soit modifiée de façon à ce que la notion de partage s'applique aux recettes de TI, déduction faite du coût du combustible.

CoEnergy Inc. (CoEnergy) a souligné qu'elle se considérait captive, de par ses contrats, du réseau principal de TransCanada, et qu'elle était préoccupée par les hausses de droits découlant du non-renouvellement de contrats. CoEnergy a fait savoir qu'elle appuyait la proposition de rechange de PG&E/El Paso.

Le U.S. Northeast Group a fait part de ses inquiétudes au sujet des hausses de droits sur le réseau principal de TransCanada et a soutenu que la demande visant les droits de TransCanada ne réglait en rien le problème du non-renouvellement de contrats. Le U.S. Northeast Group a fait savoir qu'il se ralliait à la position de PG&E/El Paso.

L'Association des consommateurs du Canada, le Centre pour la défense de l'intérêt public, Brooklyn Navy Yard Cogeneration Partners L.P. et Manitoba Conservation (province du Manitoba) ont fait part de leurs préoccupations par voie de lettres de commentaires au sujet de l'incidence du non-renouvellement de contrats sur les clients ultimes.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que le non-renouvellement de contrats de service garanti est un enjeu important pour TransCanada et ses intervenants. Il reconnaît en outre l'incidence des non-renouvellements sur les droits et l'importance du maintien de droits stables. L'Office juge par ailleurs que les non-renouvellements de contrats et le partage des effets connexes influent sur toute une série d'enjeux et qu'ils portent à conclure à la nécessité d'un examen complet et approfondi de tous les facteurs pertinents aux fins d'évaluation des solutions éventuelles.

L'Office constate une distinction très nette entre le partage des risques et la répartition des conséquences qu'entraîne la matérialisation de ces risques. À défaut d'une preuve démontrant clairement que TransCanada a été imprudente ou qu'elle a agi de façon à causer des non-renouvellements de contrats, l'Office n'est pas enclin à imposer, après coup, le fardeau financier de la matérialisation de risques que TransCanada n'a pas supportés par le passé. L'Office constate qu'aucune partie n'a laissé entendre que TransCanada avait agi de manière imprudente. De plus, l'Office est d'avis qu'aucune partie n'a produit de preuve contraignante à l'appui de l'opinion selon laquelle TransCanada aurait agi de manière à causer des non-renouvellements de contrats ou à aggraver la situation. Au contraire, la plupart des parties ont reconnu que la décision par les expéditeurs de recourir aux services de gazoducs concurrents était à l'origine de la majorité des non-renouvellements.

Il se peut qu'un certain partage des risques entre TransCanada et ses expéditeurs soit approprié s'il est envisagé de nature prospective. Il faudrait alors tenir compte d'un juste

équilibre entre les risques et les récompenses ainsi que des mécanismes nécessaires à la gestion de tels risques. L'Office juge que les propositions de rechange soumises par la CA et PG&E/El Paso sont déficientes à cet égard. Les deux propositions prévoient que TransCanada aurait part dans les frais découlant de la matérialisation des risques de non-renouvellement, mais ni l'un ni l'autre des proposants n'a évalué adéquatement l'incidence éventuelle de sa proposition sur certains facteurs connexes, tels que la capacité de TransCanada à gérer les risques, la viabilité à long terme ou le coût du capital.

Il se peut qu'il soit valable de déterminer dans quelle mesure le concept des droits différenciés selon la durée du contrat inciterait les expéditeurs à conclure des contrats à long terme, mais l'Office estime que la proposition de la CA est imprécise et pourrait se révéler impraticable. De surcroît, la proposition de la CA concernant un droit de sortie serait contraire aux modalités des contrats actuels des expéditeurs.

L'Office constate que PG&E/El Paso ont justifié leur proposition de rechange en citant l'exemple de sociétés pipelinières des É.-U. et la manière dont elles traitent les situations de non-renouvellement de contrats importants. Selon l'opinion de l'Office, il est généralement utile d'examiner les méthodes utilisées par d'autres organismes de réglementation. Cependant, pour juger des méthodes d'un organisme de réglementation par rapport aux politiques et décisions d'un autre organisme, il est important d'examiner et de comprendre son mandat et son contexte décisionnel. En l'espèce, compte tenu des questions qui font l'objet de cette instance, l'examen devrait inclure une évaluation diligente des différents modèles d'entreprise et de réglementation existant au moment où les décisions pertinentes sont prises.

L'Office constate que d'après les exemples de sociétés pipelinières des É.-U. discutés au cours de l'instance, la FERC n'a approuvé que les propositions de partage des risques dans le contexte d'ententes conclues entre un pipeline et ses expéditeurs. De plus, les précédents de réglementation aux États-Unis confirment le point de vue selon lequel il faut qu'une symétrie existe entre les risques assumés par un pipeline et les outils disponibles pour la gestion de ces risques.

Pour les raisons notées ci-dessus et compte tenu de l'examen de toute la preuve présentée dans cette instance, l'Office n'est pas persuadé que les propositions de partage des risques soumises par la CA et PG&E/El Paso se traduiraient par des droits justes et raisonnables sur le réseau principal de TransCanada. Cela ne signifie pas que les concepts proposés n'auraient pas leur place dans une future série de réformes globales.

L'Office ayant rejeté les propositions de partage des risques, il doit se pencher sur la proposition de TransCanada, suivant laquelle les coûts de TransCanada continueraient d'être répartis entre les expéditeurs du service garanti en 2001 et 2002 en fonction de la méthode du coût du service traditionnelle. Compte tenu de la preuve produite dans cette instance, l'Office est persuadé qu'il convient de continuer de répartir le coût total du pipeline entre les expéditeurs, selon la méthode du coût du service traditionnelle, en 2001 et 2002.

L'Office partage l'opinion exprimée par nombre de parties voulant qu'à plus long terme, un examen du cadre d'entreprise et de réglementation de TransCanada s'impose. Il est

encourageant de constater l'engagement de la plupart des parties à négocier, au cours des prochains mois, un modèle d'entreprise et de réglementation pour TransCanada. En conséquence, l'Office met beaucoup d'espoir dans ces négociations et s'attend à ce que tous les intervenants y participent de bonne foi en vue d'une solution négociée acceptable. À défaut d'une solution négociée, l'Office sera disposé à se pencher sur les questions non réglées.

L'Office reconnaît que TransCanada exerce son activité dans un milieu qui a changé et qu'il serait peut-être nécessaire que le régime de réglementation évolue lui aussi. Les concepts qui convenaient dans un environnement presque complètement monopolistique ne conviennent pas nécessairement dans un milieu plus concurrentiel. Dans le même ordre d'idées, des concepts avancés antérieurement qui ne convenaient pas à ce moment-là pourraient avoir leur importance à l'avenir.

L'Office s'inquiète de la possibilité que des négociations prolongées obligent TransCanada à retarder le dépôt en temps opportun d'une demande visant les droits en 2003. L'Office trouve rassurant que TransCanada se soit engagée à solliciter une décision de l'Office en 2002 si les négociations devaient échouer.

L'Office note néanmoins que si une telle demande était déposée vers la fin de 2002, il pourrait s'ensuivre une longue période d'incertitude au sujet des droits et du tarif de TransCanada en 2003. En conséquence, l'Office ordonne à TransCanada de déposer une demande globale visant les droits et le tarif pour l'année d'essai 2003 (qu'elle soit fondée ou non sur un règlement négocié) d'ici au 1er septembre 2002.

2.2 Nouvelles améliorations de service proposées

TransCanada a proposé deux nouvelles améliorations pour son service de SG, soit les crédits de rattrapage et les crédits de SDA.

Aux termes de la proposition de crédits de rattrapage, le total des droits liés à la demande de SG associés au total mensuel des droits de capacité de SG non utilisés d'un expéditeur du SG seraient portés au crédit de la facture globale mensuelle de TI de cet expéditeur du SG. Il ne serait pas possible de reporter des crédits de rattrapage non utilisés sur des mois subséquents.

Aux termes de la proposition de crédits de SDA, un montant correspondant à 4,0 % du total mensuel des droits liés à la demande de SG de chaque expéditeur du SG serait porté au crédit de la facture globale mensuelle de cet expéditeur. Il ne serait pas possible de reporter des crédits de SDA non utilisés sur des mois subséquents.

Si, au terme d'un mois donné, la somme des crédits de rattrapage et de SDA d'un expéditeur était supérieure au total de la facture de TI de cet expéditeur pour ce mois, le total réputé de la facture de TI de cet expéditeur pour ce mois-là serait nul.

Selon les deux propositions, ces crédits s'accumuleraient à compter du premier jour du mois suivant immédiatement les trente jours postérieurs à l'approbation de ces nouvelles améliorations de service et jusqu'au 31 décembre 2002.

TransCanada a reconnu que la mise en oeuvre de ces mesures aurait pour effet de réduire les recettes nettes au titre du TI et d'augmenter par conséquent les droits du SG. Comme les recettes de TI sont considérées comme des recettes diverses discrétionnaires (aux termes du Règlement sur les P et T), le manque à gagner au titre de ces recettes, le cas échéant, serait recouvré par le biais de comptes de report à même les besoins en recettes d'une année subséquente.

2.2.1 Position de TransCanada

TransCanada a soutenu que les améliorations de service proposées rehausseraient la valeur des contrats de SG en offrant aux clients plus de latitude sur le plan de l'exploitation et en amenuisant l'attrait des services discrétionnaires comme le TI. TransCanada a affirmé que le mécanisme de crédit de TI proposé offre plusieurs avantages par rapport à d'autres méthodes de service de rattrapage de SG et de SDA. À titre d'exemple, les expéditeurs du SG auraient la possibilité de choisir à quel moment et par quel moyen ils pourraient utiliser leurs crédits pour l'achat de TI au cours d'un mois donné. Ces crédits pourraient servir à l'achat de TI sur n'importe quel circuit. En outre, la simplicité du mécanisme de crédits permettrait à TransCanada de mettre en oeuvre les améliorations de service plus tôt et à un coût inférieur comparativement aux autres méthodes. Enfin, les expéditeurs n'auraient qu'à passer des commandes de TI pour avoir droit aux crédits.

TransCanada a déclaré qu'elle offre déjà aux expéditeurs du SG un certain nombre de caractéristiques de service (p. ex., droits de cession et détournements) afin de leur accorder plus de latitude et la possibilité de tirer le maximum de valeur de leurs contrats de SG. TransCanada a fait valoir que même si le degré d'utilisation des crédits de rattrapage et de SDA serait probablement différent d'un expéditeur du SG à l'autre, tous les expéditeurs du SG pourraient se prévaloir de ces caractéristiques de service.

2.2.2 Vues des parties opposées à la proposition de TransCanada

Centra a affirmé que les crédits de rattrapage et de SDA proposés lui procureraient peu ou point d'avantages et qu'ils provoqueraient une hausse de l'ensemble des droits. Centra a fait valoir que ces crédits ne constituent pas de nouveaux services, mais bien une façon d'obtenir du TI, qui est moins coûteux. Elle a ajouté que la nature du mécanisme de crédit lié au TI pourrait exacerber la migration du SG au TI.

Centra a proposé sa propre vision de nouveaux services de SG de rattrapage et de SDA. Elle a suggéré un SG de rattrapage sur commandes, sous réserve de disponibilité de capacité, qui aurait priorité de rang sur le TI et le SDA, serait disponible sur n'importe quel circuit et serait assujetti à des frais de détournement appropriés, à un coût marginal. Dans un même ordre d'idées, Centra a suggéré que le SDA soit un service sur commandes, rattaché au SG, qui aurait priorité de rang sur le TI. Il serait disponible sur n'importe quel circuit à un coût marginal, sous réserve de disponibilité de capacité. Centra a reconnu le bien-fondé de l'estimation de TransCanada, selon laquelle la mise en oeuvre de sa version du SG de rattrapage et du SDA durerait environ un an et coûterait plus d'un million de dollars.

La CA a fait valoir que les améliorations de service proposées par TransCanada seraient injustes. La CA a soutenu que ces améliorations profiteraient principalement aux expéditeurs du SG qui utilisent actuellement le TI, puisque leurs frais de TI seraient réduits. Elle a ajouté que les crédits de rattrapage et de SDA pourraient occasionner un plus grand nombre de non-renouvellements de contrats de SG.

PG&E/El Paso ont fait valoir que si leur proposition de répartition des incidences du non-renouvellement de contrats de SG n'était pas retenue, elles s'opposeraient aux nouvelles améliorations de service proposées. PG&E/El Paso ont fait remarquer que les crédits de rattrapage et de SDA proposés ne seraient ni justes ni raisonnables étant donné que les expéditeurs captifs seraient obligés d'assumer les frais de ce mécanisme, mais n'en tireraient aucun avantage. PG&E/El Paso ont laissé entendre que les nouveaux services proposés inciteraient certains expéditeurs du SG à réduire leurs obligations au titre du SG en y substituant du TI et des crédits de SDA et de rattrapage, aux dépens des expéditeurs à long terme.

Opinion de l'Office

TransCanada exploite son entreprise de transport pipelinier en Amérique du Nord, dans un environnement qui est devenu plus concurrentiel. L'Office accorde énormément d'intérêt à la viabilité continue des pipelines du Canada à mesure que le contexte évolue. Il est donc important pour le maintien de la viabilité des réseaux établis de longue date que les sociétés pipelinières soient capables de conserver leurs expéditeurs du service garanti et d'optimiser l'utilisation de leurs réseaux, et qu'elles prennent les mesure pour le faire.

En l'espèce, à l'instar de TransCanada, l'Office est d'avis que les nouveaux services proposés devraient accroître la valeur des contrats de SG et donner plus de latitude aux clients sur le plan de l'exploitation. De plus, l'Office note les avantages qui découleront de l'efficience et de la mise en oeuvre en temps opportun qui sont envisagées pour les améliorations proposées.

L'Office reconnaît que certains expéditeurs du SG seront mieux placés que d'autres pour maximiser l'utilisation des crédits de rattrapage et de SDA, mais il est persuadé que tous les expéditeurs du SG auront la possibilité d'utiliser ces crédits, soit directement, soit par la gestion productive de leur portefeuille gazier. Par surcroît, il n'est pas nouveau que la capacité d'utiliser un service prévu au tarif d'un pipeline varie d'un expéditeur à l'autre. Ainsi, même s'il est possible à tous les expéditeurs de se prévaloir du service de détournements (pour profiter pleinement des avantages qu'offre leur capacité de SG), un bon nombre d'expéditeurs n'en ont pas besoin ou ne l'utilisent tout simplement pas. Compte tenu de la complexité des réseaux et tarifs pipeliniers modernes, il ne serait ni raisonnable ni pratique d'exiger qu'un pipeline offre uniquement les services que tous les expéditeurs pourraient utiliser dans la même mesure. En conséquence, l'Office est d'avis qu'aucune distinction injuste ne résulte des améliorations de service proposées.

L'Office note que ces mécanismes de crédit seront offerts à titre d'essai et s'attend à ce que TransCanada et ses expéditeurs évaluent en temps et lieu le bien-fondé de retenir ces nouvelles améliorations de service ou de les modifier à plus long terme.

2.3 Mécanismes incitatifs

Le Règlement sur les P et T de TransCanada prévoit un certain nombre de mécanismes incitatifs dont la liste suit :

- Programme d'indemnités de cessation d'emploi (Article 5)
- Programme de gestion des stocks (Article 8)

- Programme de gestion des recettes/actifs (Article 9)
- Programme d'incitation aux économies de gaz combustible (Article 10.1)
- Programme de gestion du change (Article 10.2)
- Programme de gestion des taux d'intérêt (Article 10.3)

Le programme d'indemnités de cessation d'emploi est conçu pour procurer des avantages tant à TransCanada qu'à ses expéditeurs en réduisant les coûts de TransCanada liés à la main-d'oeuvre. Au cours de la durée du Règlement sur les P et T, les frais de cessation d'emploi seraient reportés et amortis sur une période de trois ans pour permettre le rapprochement de ces frais et des économies futures qui en découleraient. Les économies durables liées aux frais de cessation d'emploi seraient calculées annuellement et correspondraient au montant des salaires, des avantages sociaux et des frais généraux éliminés. On calculerait les avantages liés aux cessations d'emploi en soustrayant les économies de coûts du montant des coûts amortis à chacune des années d'essai. Le montant des avantages, qu'il soit positif ou négatif, serait partagé par TransCanada et les expéditeurs dans des proportions de 70 % et 30 % respectivement. Le montant attribué aux expéditeurs serait imputé sur les besoins en recettes nettes à l'année d'essai suivante.

Par lettre en date du 19 juillet 2001, TransCanada a avisé l'Office que le programme de gestion des stocks, tel qu'envisagé à l'article 9 du Règlement sur les P et T, avait été ratifié par la résolution 05.2001 du GTD. L'Office a approuvé la résolution 05.2001 le 10 septembre 2001 et, par conséquent, le programme de gestion des stocks n'a pas été examiné plus longuement dans le cadre de l'instance RH-1-2001.

Le programme de gestion des recettes/actifs a pour but de réduire au minimum les coûts liés aux actifs de TPA et actifs de remplacement du SGO, tout en produisant des recettes supplémentaires au titre du transport et d'autres services. En vertu de ce programme, TransCanada aurait droit à une commission qui représenterait une partie des recettes produites par un groupe de services particuliers. Le maximum de la commission serait fixé à 5 millions de dollars par année. La commission payable à TransCanada serait enregistrée dans un compte de report incitatif et incluse dans les besoins en recettes nettes de l'année suivante. Le gaz de démarrage ne ferait pas partie de ce programme.

Le programme d'incitation aux économies de gaz combustible était encore à l'étude au moment du dépôt de la demande visant les droits; il a été arrêté définitivement par la suite et annexé à la preuve sur pièces supplémentaire de TransCanada. Ce programme est conçu pour réduire au minimum le total des coûts du gaz livré, y compris ceux du gaz combustible et de l'électricité requise par les compresseurs électriques, tout en permettant d'obtenir un équilibre acceptable entre les économies de coûts et le niveau de service. La consommation de combustible serait mesurée en regard d'un volume cible et TransCanada encaisserait une prime sur les réductions de volume par rapport à cet objectif, en fonction d'un barème négocié. Les clients en profiteraient par le truchement du mécanisme de récupération du combustible d'un mois à l'autre. La prime perçue par TransCanada en vertu du programme serait limitée à un maximum de 15 millions de dollars et se traduirait par une augmentation correspondante des besoins en recettes de 2003.

Le programme de gestion du change prolonge un programme existant. Il a pour but de réduire les pertes occasionnées par les opérations sur devises. Les gains et les pertes réalisés dans le cadre du programme, tels que mesurés par rapport à un point de référence, seraient partagés à part égale entre TransCanada et

ses expéditeurs. La part des expéditeurs réalisée au cours d'une année d'essai donnée serait imputée sur les besoins en recettes nettes de l'année suivante, tandis que TransCanada conserverait sa part.

Le programme de gestion des taux d'intérêt prolonge un programme existant. Il vise à réduire les coûts à long terme de l'endettement actuel et de l'émission de nouveaux titres de créance. Les gains et les pertes réalisés dans le cadre du programme, tels que mesurés par rapport à un point de référence, seraient partagés à part égale entre TransCanada et ses expéditeurs. La part des expéditeurs réalisée au cours d'une année d'essai donnée serait imputée sur les besoins en recettes nettes de l'année suivante, tandis que TransCanada conserverait sa part.

TransCanada a fait remarquer que ces mécanismes l'inciteraient à optimiser les recettes et à réduire les coûts de façon à aligner ses intérêts sur ceux de ses clients. Elle a fait valoir que les mécanismes incitatifs fonctionneraient de concert, c'est-à-dire que le caractère motivant des compressions de coûts (p. ex., fixer les montants d'EE et A et permettre à TransCanada de garder toutes les économies supplémentaires) serait contrebalancé par le potentiel de recettes additionnelles (p. ex., par le biais du programme d'indemnités de cessation d'emploi, du programme de gestion des recettes/actifs et du programme d'incitation aux économies de gaz combustible).

2.3.1 Vues des parties opposées à la proposition de TransCanada

Centra a déclaré qu'elle était favorable en règle générale au concept d'encouragements liés au rendement. Elle a ajouté toutefois que le programme de gestion des recettes/actifs permettrait à TransCanada d'encaisser des recettes supplémentaires sans trop faire d'efforts. Centra a souligné que la commission sur les droits compensatoires pourrait pousser TransCanada dans une mauvaise voie. Enfin, de l'avis de Centra, la décision relative aux mécanismes incitatifs devrait dépendre d'un certain degré de partage des risques.

La CA a fait valoir qu'elle était d'accord en règle générale pour que TransCanada dispose d'un ensemble d'incitatifs convenables; elle a laissé entendre cependant que le Règlement sur les P et T n'était pas le seul cadre dans lequel la société pipelinière serait incitée à optimiser les recettes et comprimer les coûts. La CA a également soutenu que si l'Office interdisait à TransCanada de faire supporter tous les coûts non renouvelables par ses expéditeurs, le risque d'entreprise serait alors répercuté sur TransCanada et ses actionnaires, de sorte que TransCanada serait nettement portée à optimiser les recettes, accorder des rabais de fidélité et comprimer les coûts.

PG&E/El Paso ont déclaré qu'exception faite de la question du partage des risques et des recettes, elles appuyaient les modalités du Règlement sur les P et T, y compris les mécanismes incitatifs, parce qu'elles ne voulaient pas démolir l'ensemble de la demande au détriment des autres expéditeurs. PG&E/El Paso ont fait savoir néanmoins que les incitatifs proposés ne semblaient rien de plus qu'une tentative de la part de TransCanada d'encaisser des recettes supplémentaires sans qu'il y ait équilibre convenable entre les risques et les récompenses pour refléter le partage des gains et des pertes éventuels. PG&E/El Paso ont proposé une modification au programme de gestion des recettes/actifs dans le cadre de leur proposition de remplacement visant le partage des risques liés aux non-renouvellements de contrats de SG (voir la section 2.1.2).

Opinion de l'Office

L'Office admet que les mécanismes incitatifs proposés ont été conçus pour former un tout permettant d'aligner les intérêts de TransCanada sur ceux de ses expéditeurs. À ce titre, ces dispositions ont reçu l'appui d'un bon nombre des parties. L'Office estime que les craintes de Centra, de la CA et de PG&E/El Paso semblent motivées par leur désir de promouvoir un mécanisme de partage des risques et non par quelque difficulté particulière que ce soit eu égard aux mécanismes incitatifs proposés par TransCanada.

Selon l'opinion de l'Office, l'à-propos des mécanismes incitatifs proposés n'a pas été mis en doute de manière importante.

2.4 Tarification du TI

Le TI est actuellement un service soumissionnable sur une base quotidienne auquel s'applique un prix-plancher égal à 80 % du droit du SG à un coefficient d'utilisation de 100 %, sans prix de soumission maximum. Le dernier examen de la tarification du TI remonte à l'instance RH-1-99, dans laquelle l'Office avait décidé de hausser le prix-plancher du TI de 50 % à 80 % du droit du SG à un coefficient d'utilisation de 100 %, avec prise d'effet le 1er mai 2000.

Dans le cadre de sa demande visant les droits, TransCanada a proposé que le caractère journalier et soumissionnable du TI soit maintenu, mais a suggéré une méthode différente pour fixer le prix-plancher du TI.

D'après les modifications proposées, le prix-plancher serait recalculé mensuellement de façon à refléter les fluctuations du prix à terme du gaz combustible à Empress et revu sur une base saisonnière pour refléter les changements prévus au titre des ratios de combustible supplémentaire. Bien que le prix-plancher continuerait d'être fondé en grande partie sur les coûts marginaux du combustible, une contribution aux coûts fixes et le droit du SG lié au produit seraient pris en compte dans le calcul. Le prix-plancher serait assujetti à un minimum et à un maximum de 80 % et 120 % du droit du SG à coefficient d'utilisation de 100 % respectivement.

TransCanada a soutenu que les changements proposés étaient un pas dans la bonne direction par rapport au prix-plancher fixe actuel. Elle a souligné que la révision mensuelle du prix-plancher permettrait d'assurer que le prix minimum du TI reflète le coût réel du gaz combustible, tandis que la révision saisonnière du prix-plancher en fonction de l'évolution des conditions d'exploitation et de la capacité de débit ferait en sorte que le prix-plancher représente un meilleur indicateur des coûts marginaux réels.

TransCanada a souligné en outre que l'intégration du droit du SG lié au produit dans le calcul du prix-plancher favoriserait le recouvrement de tous les coûts variables, tandis que l'ajout d'une contribution aux coûts fixes permettrait d'assurer que le TI contribue au recouvrement des coûts fixes, au profit des expéditeurs du SG. TransCanada a fait valoir que l'adoption du prix-plancher minimum proposé aiderait à pallier à la migration de volumes du SG au TI, puisqu'un prix-plancher déterminé uniquement en fonction de coûts du combustible marginaux pourrait se situer à un niveau bien inférieur à 80 %.

TransCanada était d'avis que l'Office ne devrait pas accorder beaucoup d'attention à la proposition de Centra (c.-à-d. tarifer le TI au moins au même niveau que le droit du SG à coefficient d'utilisation de

100 %) puisque la question avait été soulevée seulement en plaidoirie finale. En ce qui conerne la migration du SG au TI, TransCanada a soutenu que la preuve ne suffisait pas à justifier le rejet de la proposition contenue dans le Règlement sur les P et T et a souligné que le TI ferait l'objet de plus amples discussions dans le cadre de la ronde de négociations suivantes.

2.4.1 Vues des parties opposées à la proposition de TransCanada

Centra a soutenu que s'il y avait preuve de migration du SG au TI, il y aurait lieu de tarifer le TI à un niveau au moins égal au droit du SG à coefficient d'utilisation de 100 %. Centra a tenu compte du point de vue de TransCanada selon lequel la tarification du TI avait joué un rôle important dans le non-renouvellement de contrats de SG et, par la suite, dans la migration du SG au TI.

PG&E/El Paso ont fait part de leurs préoccupations au sujet de la tarification du TI, mais ne se sont pas opposées à la proposition de TransCanada.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que le changement proposé par TransCanada en matière de tarification du TI représente une amélioration par rapport à la méthode actuelle parce qu'elle est plus apte à assurer que le prix-plancher du TI permet de recouvrer au moins le coût marginal de la prestation du service. Les rajustements en question sont particulièrement pertinents lorsque la volatilité des prix est forte.

L'Office sait que la proposition de TransCanada est issue d'un accord général entre plusieurs intervenants dont les intérêts concernant la tarification du TI sont fort diversifiés.

L'Office constate que les modalités du TI feront l'objet de discussions dans le cadre des négociations sur le futur modèle d'affaires et de réglementation de TransCanada. Par conséquent, l'Office a limité l'évaluation des incidences possibles de la proposition de TransCanada à la période 2001-2002.

2.5 Amortissement

Selon les modalités du Règlement sur les P et T, le taux d'amortissement moyen des installations de TransCanada, qui en 2000 se situait à 2,64 %, serait haussé de 0,10 % pour se situer à 2,74 % en 2001; une hausse supplémentaire de 0,15 % le porterait à 2,89 % en 2002.

TransCanada a souligné que les taux d'amortissement n'ont pas changé depuis 1993 parce que les parties intéressées avaient convenu de ne pas rajuster les taux ni dans le cadre du Règlement incitatif de quatre ans (1996 à 1999) ni dans celui de la demande visant les droits en 2000. Pour ce qui concerne 2001, TransCanada a fait remarquer qu'une majoration des taux d'amortissement était justifiée pour deux raisons. Premièrement, la base tarifaire s'est accrue de 4,5 milliards de dollars depuis que l'Office a fixé les taux d'amortissements pour la dernière fois, soit en 1993. Deuxièmement, les changements qui ont marqué l'offre en provenance du BSOC et les marchés de TransCanada ont eu pour effet de réduire la durée économique des actifs.

TransCanada a souligné qu'en 1992, les taux d'amortissement d'actifs tels que les conduites avaient été établis en fonction d'une durée économique de 35 ans se terminant en 2026. TransCanada a allégué que si cette date demeurait inchangée, et compte tenu d'une majoration de 4,5 milliards de dollars au titre de la base tarifaire (constituée principalement d'actifs de transport par gazoduc et de compression), elle serait obligée de recouvrer la valeur des actifs en moins de 35 ans, ce qui se traduirait par des taux d'amortissement plus élevés.

TransCanada a déclaré que le Règlement sur les P et T prévoit une légère hausse des taux d'amortissement en 2001 et 2002. TransCanada a admis qu'aucune étude sur l'amortissement ne figure pas dans le dossier. Cependant, tout en signalant qu'une majoration des taux d'amortissement entraînerait une hausse des droits, elle a affirmé que la preuve faisait état de la nécessité d'un accroissement des taux d'amortissement. Selon TransCanada, la preuve présentée durant l'audience au sujet de l'évolution de l'offre en provenance du BSOC suffisait à justifier les changements proposés concernant les taux d'amortissement.

2.5.1 Vues des parties en faveur de la proposition de TransCanada

La CAPP a appuyé ce qu'elle considère comme une faible hausse du taux d'amortissement moyen et a fait remarquer que cette hausse était justifiée, en partie du moins, par l'évolution de la composition des actifs et le nombre d'années d'utilisation. La CAPP a souligné que le montant de l'augmentation avait été négocié et qu'il n'était sûrement pas assez important pour que le coût de l'amortissement devienne tout à coup inacceptable.

Coral a fait savoir qu'elle était préoccupée par le manque de preuve à l'appui des changements proposés concernant les taux d'amortissement, mais qu'elle était disposée à accepter la proposition pour la période prévue dans la demande à l'étude.

TransGas a appuyé les changements proposés aux taux d'amortissement.

2.5.2 Vues des parties opposées à la proposition de TransCanada

Centra était d'avis qu'il faudrait maintenir les taux d'amortissement au niveau actuel, étant donné qu'aucune preuve au dossier ne justifiait une hausse des taux. Centra a soutenu que même s'il peut paraître compréhensible de réagir à court terme à la perception d'un accroissement des risques en augmentant le rendement du capital, il ne convient pas de le faire sans solution globale pour contrer ces risques.

Centra a affirmé que le simple fait d'ajouter des actifs ne doit pas entraîner à lui seul la modification du plan d'amortissement. Centra a soutenu plutôt que le véritable enjeu était la durée économique des actifs. Centra a souligné que l'hypothèse de TransCanada prévoyant que la durée économique se terminerait en 2026 laisse prévoir une durée de 25 ans, mais qu'aucune étude sur l'amortissement n'avait été déposée à l'appui de cette opinion. Centra a souligné qu'il ne convenait pas de modifier des taux d'amortissement en se fondant sur une hypothèse non confirmée.

D'après Centra, TransCanada aurait été obligée de justifier pleinement sa proposition sur l'amortissement si la présente instance sur les droits avait été tenue dans le cours normal des activités de réglementation. Centra a fait valoir qu'un règlement ne devrait rien changer à la responsabilité

fondamentale qui incombe à TransCanada, surtout lorsqu'il s'agit d'une question aussi importante que celle de l'amortissement.

La CA n'a pas fait savoir si elle était en accord ou non avec les taux d'amortissement proposés par TransCanada, mais elle a déclaré que les taux d'amortissement prévus dans le Règlement sur les P et T n'ont d'autre résultat que d'inciter encore moins TransCanada à devenir plus compétitive ou à prendre d'autres mesures pour éviter les pertes de volume éventuelles.

PG&E/El Paso ont mis en doute le bien-fondé de la proposition de TransCanada au sujet de la majoration des taux d'amortissement étant donné le fardeau supplémentaire qui serait imposé aux expéditeurs du SG alors que la tendance des droits exigibles sur le réseau principal était déjà si fortement à la hausse.

Opinion de l'Office

Bien que l'Office s'attendrait normalement à ce qu'une étude soit déposée à l'appui d'une modification de l'amortissement, il est disposé dans cette instance à approuver les majorations proposées malgré l'absence d'une telle étude.

Selon l'opinion de l'Office, la preuve présentée au sujet de la situation globale de TransCanada en matière d'offre et de marché donne à penser qu'un examen exhaustif des taux d'amortissement de TransCanada est justifié et qu'il permettrait de conclure au bien-fondé de taux d'amortissement plus élevés. De plus, comme l'a souligné la CAPP, l'Office estime que les changements proposés sont relativement minimes et sont justifiés, en partie du moins, par l'évolution de la composition et le nombre d'années d'utilisation des actifs.

2.6 Proposition d'ajout d'installations à la base tarifaire

TransCanada a inclus dans sa demande visant les droits des listes de nouvelles immobilisations de transport pour les années 2000 et 2001. Le montant total de ces immobilisations s'est élevé à 196 096 000 $ pour l'année 2000 et à 82 751 000 $ pour l'année 2001.

TransCanada a inclus dans sa liste de l'année d'essai 2001 quatre projets totalisant 13 818 000 $ qui sont décrits comme étant des prévisions statistiques et n'avaient pas été approuvés par l'Office. Au cours de l'instance, l'Office s'est enquis des raisons pour lesquelles ces projets devraient faire partie de la base tarifaire. TransCanada a répondu qu'elle avait fait référence à ces projets uniquement à des fins prévisionnelles et, après avoir approfondi la question, a déterminé qu'ils n'auraient pas dû faire partie de la base tarifaire. Les chiffres s'y rapportant n'avaient servi que pour les besoins de budgétisation et les projets en question avaient été inclus dans les ajouts par inadvertance. TransCanada a estimé que la base tarifaire moyenne de 2001, telle qu'elle figure dans la demande visant les droits déposée, diminuerait d'environ 6,9 millions de dollars une fois ces projets soustraits du calcul.

Opinion de l'Office

L'Office accepte la réduction estimative apportée par TransCanada à sa base tarifaire proposée pour 2001 et il est d'avis que toute incidence sur les besoins en recettes liée au retrait de ces projets doit faire l'objet d'un virement à l'année d'essai 2002 selon le procédé de compte de report normal.

2.7 Résumé des positions au sujet du Règlement sur les P et T

2.7.1 Position de TransCanada

TransCanada a invoqué le Règlement sur les P et T, du moins en partie, pour défendre le caractère juste et raisonnable des droits négociés. TransCanada a soutenu que l'Office reconnaît par ses Lignes directrices la pertinence de l'appui accordé par les parties intéressées aux règlements négociés. TransCanada a souligné que seulement cinq des intervenants, qui représentent moins de 7 % des recettes annuelles du réseau principal de TransCanada, avaient manifesté leur opposition au départ. D'après TransCanada, même si ces chiffres avaient changé légèrement au cours de l'audience, il n'y avait pas eu de variation importante. En outre, selon l'opinion de TransCanada, les appuis considérables accordés au Règlement sur les P et T, tant sur le plan du nombre que de celui de la diversité des partisans du règlement, indiquaient à quel point les droits arrêtés sont justes et raisonnables.

En ce qui concerne l'ampleur de l'appui obtenu, TransCanada a fait valoir que le Règlement sur les P et T représentait une entente entre des intérêts très variés sur des questions importantes et complexes, intervenue alors que l'industrie traverse une période de transition et d'incertitude. Le processus de négociations avait permis au parties en cause de mieux comprendre les intérêts de chacun et d'apprécier le contexte historique, la complexité et l'interdépendance des enjeux. Selon l'opinion de TransCanada, le Règlement sur les P et T permettait de faire étape et donnerait l'occasion aux parties de se pencher de nouveau sur la création d'un modèle d'entreprise et de réglementation pour définir un mode d'exploitation propre au nouvel environnement.

TransCanada a conclu en soutenant que l'appui considérable consenti au Règlement sur les P et T devrait peser lourd dans les délibérations de l'Office.

2.7.2 Vues des parties en faveur du règlement sur les P et T

La CAPP a vivement recommandé à l'Office qu'il examine les différents éléments de la demande visant les droits et en vienne à la conclusion qu'ils sont acceptables. La CAPP a également incité l'Office à reconnaître que ces éléments avaient été négociés comme faisant partie d'un tout et qu'il devrait approuver le règlement dans son ensemble.

Les SDL de l'Est ont fait valoir que l'on pouvait interpréter les Lignes directrices en donnant beaucoup de poids aux règlements jouissant de l'appui d'un grand nombre de parties intéressées. Elles ont soutenu néanmoins que l'Office devrait étudier avec soin l'opinion d'une partie qui conteste une position majoritaire de manière sincère et crédible.

Les SDL de l'Est ont maintenu que l'Office devrait prendre note de la diversité et de l'ampleur de l'appui qui est accordé à un règlement contesté et considérer l'importance relative de ces facteurs. En l'espèce, les SDL de l'Est ont fait valoir que l'appui accordé au Règlement sur les P et T ne provenait pas seulement de sources diversifiées, mais bien de l'éventail complet des intervenants de TransCanada et, en termes de chiffres, d'une majorité appréciable de ceux qui ont pris des engagements sur son réseau.

Les SDL de l'Est ont noté que le Règlement sur les P et T n'était pas qu'une proposition présentée unilatéralement par TransCanada et, par un simple hasard, appuyée par une majorité appréciable et

diversifiée des intervenants de TransCanada. Il a plutôt été conclu au prix d'efforts considérable et d'un compromis entre les parties sur ses caractéristiques importantes.

Enfin, les SDL de l'Est ont soutenu que même s'il convient pour l'Office d'élaborer des lignes directrices au sujet de règlements faisant l'objet de contestations, c'est principalement à l'industrie qu'il incombe de produire des règlements négociés ou de porter les questions en litige devant l'Office.

L'ACIG a allégué que l'appui généralisé des expéditeurs en faveur du Règlement sur les P et T était connexe à l'examen par l'Office de la question de savoir si l'application du règlement permettra d'établir des droits justes et raisonnables.

Le MÉA a soutenu qu'on ne devait pas simplifier la question des droits justes et raisonnables en se contentant de comparer le nombre d'expéditeurs en faveur et ceux qui sont contre. Le MÉA a affirmé que des intervenants autres que les expéditeurs, comme les associations industrielles et les gouvernements, se préoccupaient également du caractère juste et raisonnable des droits et de l'intérêt public.

En ce qui concerne les commentaires de Centra et de PG&E/El Paso, selon lesquels les expéditeurs captifs auraient été privés de leurs droits, le MÉA a fait valoir que les expéditeurs captifs en raison de leurs engagements contractuels avaient volontairement choisi de conclure des contrats à long terme pour des raisons commerciales.

Le MÉA a souligné que certaines parties non signataires appuyaient néanmoins le Règlement sur les P et T. Enfin, Le MÉA a fait valoir que l'Office devrait accorder beaucoup d'importance au Règlement sur les P et T parce qu'il est équitable, équilibré et appuyé par une forte majorité d'intervenants.

BP Canada a souligné que l'Office devrait tenir grand compte du Règlement sur les P et T dans son processus décisionnel. Selon l'opinion de BP Canada, les parties au Règlement sur les P et T avaient consacré des efforts et des ressources considérables aux négociations, dans l'espoir qu'il serait un critère important pour déterminer ce que sont des droits justes et raisonnables. BP Canada a soutenu que même si un règlement contesté ne démontrait pas en soi qu'il est conforme à l'intérêt public et que les droits résultant de ce règlement seraient justes et raisonnables, il était important de noter qu'un nombre considérable des intervenants de TransCanada, qui représentent un intérêt global appréciable dans le pipeline ainsi qu'un éventail diversifié d'intérêts individuels, s'étaient entendus sur un ensemble complet d'enjeux interdépendants. BP Canada a reconnu en outre que le processus avait été accessible à tous les intervenants même s'il est vrai que les positions des négociateurs sont confidentielles.

BP Canada a soutenu qu'il faudrait revoir les Lignes directrices pour qu'elles tiennent compte de la question des négociations d'enjeux plus complexes par des groupes représentant des intérêts différents les uns des autres, y compris des concurrents. Elle a soutenu en outre qu'il sera de plus en plus difficile de prendre des décisions unanimes et qu'il serait dommage d'éliminer les avantages et l'efficience liés aux règlements négociés. BP Canada a laissé entendre que les parties doivent avoir l'assurance que les règlements contestés seront pris en considération, sinon elles pourraient hésiter à investir du temps et des ressources dans les négociations.

2.7.3 Vues des parties opposées au Règlement sur les P et T

Centra a fait valoir qu'il était inacceptable de tenir compte du Règlement sur les P et T en invoquant un appui fondé sur quelque comparaison numérique. Centra a souligné que les Lignes directrices ne traitaient pas des règlements contestés et fait valoir qu'une fois que l'Office avait décidé que le Règlement sur les P et T n'était pas assujetti aux Lignes directrices, ce dernier devenait ni plus ni moins qu'une entente intervenue entre différentes parties plaidant en faveur ou contre l'entente. Par conséquent, il faudrait traiter le règlement exactement comme s'il s'agissait d'une proposition présentée dans le cadre d'une instance normale. Centra a conclu en faisant valoir que l'Office ne devrait tenir pratiquement aucun compte du Règlement sur les P et T dans ses délibérations.

La CA a soutenu qu'en pondérant les volumes de demande selon la durée restante des contrats, on obtenait une proportion de seulement 56 % des intervenants sur le réseau qui appuient le Règlement sur les P et T. La CA a maintenu qu'il ne s'agissait pas d'un niveau de soutien convaincant. De plus, selon l'interprétation des Lignes directrices par la CA, l'Office ne conclurait pas que des droits sont justes et raisonnables si le règlement était contesté.

Selon l'opinion de Coral, l'Office devait apprécier l'ensemble de la preuve produite, quel que soit le nombre de parties en faveur d'une proposition ou d'une autre, pour déterminer ce qui est juste et raisonnable pour ses intervenants. Coral a souligné qu'il serait productif qu'un facilitateur nommé par l'Office participe à toutes négociations futures entre TransCanada et les intervenants.

Invoquant le principe selon lequel TransCanada suppose qu'une position n'est pas contestée si elle n'est pas contestée ouvertement, PG&E/El Paso ont soutenu que l'on peut supposer de la même façon qu'une position n'est pas appuyée si elle n'est pas appuyée ouvertement. À ce titre, on ne devrait pas présumer de l'avis des parties qui n'ont pas clairement défini leur position.

Enfin, PG&E/El Paso ont fait valoir que si la diversité des appuis était un indicateur de succès pertinent, le fait de ne pas obtenir l'appui d'un groupe particulier (p. ex., les expéditeurs captifs en raison de leurs contrats) devrait constituer un critère d'échec pertinent.

Opinion de l'Office

Comme certaines parties ayant participé au processus de négociations ont contesté le Règlement sur les P et T proposé par TransCanada, l'Office a jugé que le Règlement sur les P et T n'était pas conforme aux Lignes directrices. Par lettre en date du 8 juin 2001, l'Office a avisé TransCanada qu'il était disposé à traiter la demande visant les droits comme s'il s'agissait d'une position commune des parties et a demandé à TransCanada si elle était d'accord avec cette façon de procéder. Par lettre en date du 13 juin 2001, TransCanada a avisé l'Office qu'elle et les signataires du Règlement sur les P et T désiraient qu'il examine la demande visant les droits telle que déposée.

En abordant l'étude de la demande visant les droits, l'Office était d'avis qu'afin d'assurer le bon exercice de sa compétence aux termes de la partie IV de la Loi, il lui incombait d'examiner les différents éléments du Règlement sur les P et T pour déterminer si chacun était acceptable et convenable.

L'Office a examiné le bien-fondé de chaque élément du Règlement sur les P et T, mais il a également tenu compte du fait que tous les éléments avaient été négociés en bloc, de sorte que le règlement global était issu à la fois de compromis et de la concordance d'intérêts différents. L'Office hésite par conséquent à infirmer des éléments individuels à défaut d'une preuve manifeste selon laquelle le Règlement sur les P et T, jugé dans son ensemble, mènerait à des résultats incompatibles avec la Loi. Dans la présente instance, l'Office est d'avis qu'une telle preuve n'a pas été présentée.

L'Office reconnaît que même si un certain nombre de parties n'ont pas appuyé le Règlement sur les P et T, un processus équitable avait été prévu pour que toutes aient la possibilité de participer aux négociations. L'Office reconnaît en outre que le Règlement sur les P et T a reçu un appui important d'un groupe hautement représentatif des intervenants. Pour ces raisons, l'Office est d'avis qu'il doit tenir grand compte de l'ampleur de l'appui accordé au Règlement sur les P et T par les intervenants.

Enfin, l'Office tient à réitérer qu'il continue d'appuyer le processus de règlement par voie de négociations. Un des enjeux fondamentaux de la présente instance était de déterminer les facteurs que l'Office devait examiner si un règlement contesté lui était présenté. Les Lignes directrices actuellement en vigueur ne traitent pas directement d'une telle situation.

De plus, on accorde beaucoup d'importance depuis quelques années à l'élaboration éventuelle de mécanismes de règlement extrajudiciaire de différends (RED) auxquels tous les intervenants (et l'organisme de réglementation) pourraient recourir pour régler plus aisément les enjeux qui confrontent les pipelines et leurs intervenants.

En conséquence, le comité de l'instance RH-1-2001 recommandera à l'Office qu'il entreprenne une révision de ses Lignes directrices dans un avenir prochain. Il est suggéré qu'une telle révision comprenne un examen de la question des règlements contestés et de la possibilité de recourir à des mécanismes de RED.

Chapitre 3

Droits définitifs contre droits provisoires

3.1 Droits définitifs contre droits provisoires

Les différentes étapes ayant mené à l'établissement des droits provisoires actuellement exigibles par TransCanada sont présentées ci-après.

7 déc. 2000	TransCanada dépose sa demande visant les droits provisoires avec prise d'effet le 1er janvier 2001 (en fonction d'une résolution non contestée du GTD).
8 déc. 2000	L'Office rend sa décision au sujet du taux de rendement approuvé sur le capital-actions ordinaire pour 2001 (9,61 %).
13 déc. 2000	L'Office rend l'ordonnance TGI-4-2000, qui a pour effet d'approuver les droits provisoires de TransCanada tels que proposés dans la demande déposée.
15 déc. 2000	L'Office reçoit deux lettres de plaintes (de la CA et de PG&E/El Paso) au sujet d'irrégularités présumées dans la procédure du GTD.
19 déc. 2000	L'Office rescinde l'ordonnance TGI-4-2000 et rend une nouvelle ordonnance provisoire (TGI-6-2000) devant être en vigueur pendant un mois à compter du 1er janvier 2001. L'Office ordonne à TransCanada de confirmer sa demande et de constituer un processus visant à obtenir les commentaires écrits des parties sur le niveau convenable des droits provisoires devant prendre effet le 1er février 2001.
21 déc. 2000	TransCanada confirme son intention de voir l'examen de sa demande visant les droits provisoires se poursuivre telle qu'elle a été déposée.
10 janv. 2001	Des commentaires sont reçus des parties au sujet du niveau convenable des droits provisoires en 2001.
15 janv. 2001	TransCanada dépose sa réponse aux commentaires.
25 janv. 2001	L'Office approuve par voie d'ordonnance (AO-1-TGI-6-2000) les droits provisoires proposés par TransCanada, avec prise d'effet le 1er février 2001.

Dans sa demande visant les droits, TransCanada a proposé que les droits provisoires approuvés demeurent en vigueur en attendant la décision finale de l'Office au sujet de sa demande concernant un rendement équitable, qui sera entendue lors de l'instance RH-4-2001. TransCanada a fait remarquer que ces droits sont fondés sur les besoins en recettes brutes qui sous-tendent les droits définitifs approuvés de TransCanada pour 2000, de même que les déterminants de volume pour 2001. TransCanada a souligné que ses besoins en recettes de l'année d'essai 2000 comprenaient un taux de rendement de 9,90 % sur un ratio présumé du capital-actions de 30 %, conformément à la méthode énoncée dans la décision de l'Office sur le coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94).

L'ACIG a fait part de deux préoccupations :

a) L'Office doit-il fixer les droits définitifs de 2001 dans le cadre de la présente instance en fonction du taux de rendement établi par l'Office pour 2001 (c.-à-d. 9,61 %) ou les droits provisoires doivent-ils demeurer en vigueur jusqu'à ce que l'Office rende sa décision relativement à la demande concernant le rendement équitable (RH-4-2001)?

b) Si les droits provisoires de 2001 doivent demeurer en vigueur, doivent-ils être fondés sur le taux de rendement approuvé par voie de l'ordonnance AO1-TG1-6-2000, soit 9,90 %, ou sur le taux de rendement de 9,61 % fixé par l'Office pour 2001?

L'ACIG a proposé que les droits de TransCanada en 2001 soient fixés de manière définitive en fonction du taux de rendement du capital-actions ordinaire de 9,61 % sur un ratio réputé du capital-actions ordinaire de 30 %. L'ACIG a suggéré que ce taux soit retenu pour les modalités du Règlement sur les P et T de façon à i) respecter la décision et l'ordonnance RH-2-94, ii) déterminer et percevoir en 2001 les droits définitifs exigibles en 2001 et iii) éviter que les expéditeurs soient exposés à une demande de paiements rétroactifs considérables de la part de TransCanada.

L'ACIG a soutenu que la décision rendue par l'Office dans l'instance RH-2-94 et l'ordonnance pertinente obligent TransCanada à rajuster annuellement son taux de rendement conformément à la formule prévue par cette décision. L'ACIG a maintenu que cette formule devrait continuer de s'appliquer jusqu'à ce que l'Office décide qu'elle n'est plus valable. L'ACIG a ajouté que si TransCanada voulait que le coût en capital de ses installations pour l'année d'essai 2001 soit déterminé différemment, elle aurait dû déposer une demande à cet effet avant que l'Office ne fixe le taux de rendement du capital-actions ordinaire de TransCanada pour l'année d'essai 2001 aux termes de sa lettre en date du 8 décembre 2000.

L'ACIG a soutenu en outre que les droits de TransCanada de 2001 devraient être fixés définitivement plutôt que de demeurer à l'état provisoire, étant donné qu'il est conforme à l'intérêt public de fermer les livres de 2001 en 2001. Elle a laissé entendre que l'application de droits provisoires sur plus de douze mois n'est ni raisonnable ni conforme à l'intérêt public, d'autant plus qu'il est demandé à l'Office de procéder ainsi pour que TransCanada puisse revendiquer une hausse de profit rétroactive.

En dernier lieu, l'ACIG a fait valoir que si l'application de droits provisoires pour 2001 doit se poursuivre, il y aurait lieu de rajuster le niveau des droits provisoires pour qu'il reflète le coût du capital établi au moyen de la formule prévue à l'instance RH-2-94, tel que précisé dans la lettre de l'Office en date du 8 décembre 2000.

3.1.1 Position de TransCanada

TransCanada a soutenu que ses droits provisoires devraient continuer de s'appliquer à leur niveau actuel jusqu'à ce que l'Office rende sa décision au sujet du coût du capital de TransCanada en 2001 et 2002 dans le cadre de l'instance RH-4-2001. TransCanada a affirmé que la position de l'ACIG n'est justifiée ni en fait ni en droit. Elle a soutenu que pour accepter les conclusions de l'ACIG, l'Office serait obligé d'admettre que la composante du coût en capital des droits provisoires pour 2001 est devenue finale à la suite de l'application du mécanisme de rajustement du rendement du capital-actions prévu dans RH-2-94, après le dépôt de la demande de TransCanada concernant les droits provisoires en 2001 et avant que les ordonnances sur les droits provisoires ne soient rendues.

TransCanada a affirmé que la décision de l'Office dans l'instance RH-2-94 avait été suspendue par l'effet des ordonnances provisoires rendues par l'Office. TransCanada a souligné que la première ordonnance provisoire de l'Office avait été rendue le 13 décembre 2000 pour ce qui concerne sa demande visant les droits provisoires, qui avait été déposée le 7 décembre 2000. TransCanada a soutenu que la demande visant les droits provisoires avait été déposée avant que ne soit transmise la lettre de l'Office datée du

8 décembre 2000 qui est invoquée par l'ACIG, et avant que la directive aux termes de RH-2-94 n'aurait pris effet.

En ce qui concerne les prétentions de l'ACIG selon lesquelles les livres de TransCanada ne devraient pas demeurer ouverts après la fin de 2001, TransCanada a fait remarquer que l'Office avait autorisé cette pratique par le passé. TransCanada a cité à titre d'exemple la décision RH-1-88 de l'Office : la décision relative aux besoins en recettes de TransCanada pour 1998 n'avait pas été rendue avant août 1989. TransCanada a souligné que la décision avait inclus un rajustement rétroactif du rendement du capital-actions devant prendre effet rétroactivement le 1er janvier 1988.

TransCanada a laissé entendre que si l'Office répondait favorablement à sa demande concernant le rendement équitable dans l'instance RH-4-2001, l'Office ne rendrait pas une ordonnance de nature rétroactive, mais bien une ordonnance de nature rétrospective qui permettrait d'obtenir un rendement à compter de la date de l'ordonnance, ou d'une date ultérieure, selon le décision de l'Office.

TransCanada a fait remarquer que sa demande visant les droits prévoit des besoins en recettes et des droits qui sont présentés uniquement à titre indicatif. Établir des droits définitifs à ce stade-ci aurait pour effet de refuser la demande de TransCanada concernant un rendement équitable (RH-4-2001) sans l'avoir examinée, et d'accepter qu'il serait approprié de fixer un taux de rendement du capital-actions de 9,61 % sur un ratio réputé du capital-actions de 30 % sans preuve à l'appui. Enfin, TransCanada a fait observer que la date de prise d'effet de tout changement au coût du capital de TransCanada concernant le réseau principal fait partie de la liste des questions de l'instance RH-4-2001.

3.1.2 Vues des parties en faveur de la position de TransCanada

La CAPP a fait remarquer que le niveau approprié du coût du capital de TransCanada sera traité par l'Office dans le cadre de l'instance RH-4-2001 et que la CAPP, en présentant sa cause, abordera la question de savoir si tout changement au coût du capital devrait être de nature rétroactive, rétrospective ou prospective. En conséquence, la CAPP a soutenu que les droits de TransCanada devraient demeurer à l'état provisoire jusqu'à la clôture de l'instance RH-4-2001.

Centra, les SDL de l'Est et TransGas se sont ralliées à l'opinion de la CAPP.

3.1.3 Vues des parties opposées à la position de TransCanada

Coral a fait valoir que l'Office devrait décider au terme de l'instance que les droits de TransCanada pour 2001 sont définitifs. Coral a prétendu que procéder autrement imposerait un fardeau injuste et abusif aux expéditeurs qui ont l'intention d'utiliser le réseau de TransCanada en 2002. Selon l'opinion de Coral, les montants recouvrés auprès des expéditeurs pourraient se révéler injustes et abusifs, notamment à la lumière du pouvoir décisionnel dont TransCanada disposait pour le dépôt de sa demande concernant un rendement équitable.

Coral a fait valoir que le fait de ne pas fixer définitivement les droits pour 2001 pourrait déclencher la perception de droits auprès d'expéditeurs qui n'étaient pas à l'origine de ces droits et que cela viole le principe de l'origine des coûts.

Opinion de l'Office

L'Office constate que la décision RH-2-94 n'avait pas fixé la durée d'application du mécanisme de rajustement, mais il a laissé entendre qu'il faudrait s'attendre à une durée d'au moins trois ans. En ce qui concerne les changements éventuels à la structure du capital, l'Office avait affirmé ce qui suit :

> « L'Office envisagera la possibilité de réévaluer les structures de capital, probablement sur une base individuelle, si la structure de capital d'une société, l'organisation de l'entreprise ou les fondements financiers de celle-ci changent sensiblement. ... toute réévaluation de la structure de capital doit se faire à la demande de la société pipelinière, de ses expéditeurs ou d'une autre partie intéressée. Le cas échéant, il reviendra à l'Office d'évaluer le bien-fondé de cette requête. »

La requête d'examen du taux de rendement approuvé formulée par TransCanada dans sa demande concernant un rendement équitable est la première requête détaillée au sujet de la réévaluation des constatations faite par l'Office dans l'instance RH-2-94 que l'Office ait reçue.

Aux termes du paragraphe 19(2) de la Loi, l'Office a le droit de rendre une ordonnance provisoire plutôt qu'une ordonnance finale et de « réserver sa décision pendant le règlement d'autres questions ».

Selon l'opinion de l'Office, les droits provisoires fixés aux termes de l'ordonnance AO1-TG1-6-2000 étaient de nature provisoire à tous égards, y compris celui du coût du capital, et que l'instance appropriée pour décider du coût du capital de TransCanada en 2001 et 2002 et de la date de prise d'effet de tout changement est l'instance RH-4-2001. Bien que l'Office reconnaisse que la période d'application provisoire en l'espèce soit plus longue que la durée normalement envisagée ou tolérée, l'Office juge que cette durée est justifiée dans les circonstances présentes.

Chapitre 4

Décisions de l'Office - Instance RH-1-2001

4.1 Le Règlement sur les P et T

Décision

L'Office est convaincu que les éléments du Règlement sur les P et T donnent lieu à des droits justes et raisonnables qui n'entraînent pas de distinction injuste.

En conséquence, l'Office approuve le Règlement sur les P et T dans son intégralité.

4.2 Les Lignes directrices de l'Office

Décision

Le comité de l'instance RH-1-2001 recommandera à l'Office qu'il entreprenne une révision de ses Lignes directrices dans un avenir prochain.

4.3 Ajouts proposés à la base tarifaire

Décision

L'Office accepte la réduction estimative apportée par TransCanada à sa base tarifaire proposée pour 2001 et ordonne que toute incidence sur les besoins en recettes liée au retrait de ces projets fasse l'objet d'un virement à l'année d'essai 2002 selon le procédé de compte de report normal.

4.4 Droits définitifs contre droits provisoires

Décision

L'Office ordonne que les droits actuels de TransCanada, fixés à titre provisoire en conformité avec l'ordonnance AO1-TG1-6-2000, demeurent en vigueur dans l'attente d'une décision définitive de l'Office à l'instance RH-4-2001, sauf indication contraire.

4.5 Demande de TransCanada visant les droits et le tarif en 2003

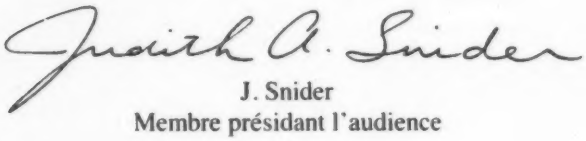
Décision

L'Office ordonne à TransCanada de déposer une demande globale visant les droits et le tarif pour l'année d'essai 2003 (que la demande soit fondée sur un règlement négocié ou non) d'ici au 1er septembre 2002.

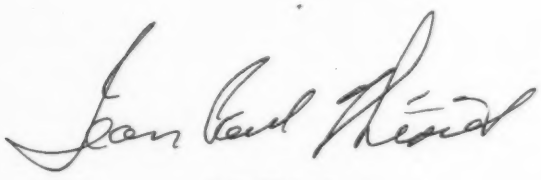
Chapitre 5

Dispositif

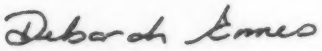
Les chapitres qui précèdent ainsi que l'ordonnance AO-2-TGI-6-2000 constituent nos motifs de décision relativement à la demande visant les droits entendue par l'Office au cours de l'instance RH-1-2001.



J. Snider
Membre présidant l'audience



J.-P. Théorêt
Membre



D.W. Emes
Membre

Calgary (Alberta)
Novembre 2001

Annexe I

Ordonnance sur les droits AO-2-TGI-6-2000

ORDONNANCE AO-2-TGI-6-2000

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) sous le numéro de dossier 4200-T001-15 par TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) en vue d'obtenir certaines ordonnances concernant les droits spécifiés dans un tarif conformément aux articles 59, 60, 64 et 65 de la partie IV de la Loi.

DEVANT l'Office le 1er novembre 2001.

ATTENDU QUE l'Office a délivré l'ordonnance d'audience RH-1-2001 le 22 juin 2001;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique orale, conformément à l'ordonnance d'audience RH-1-2001, à Calgary (Alberta), pendant laquelle il a entendu la preuve et la plaidoirie présentées par TransCanada et les parties de l'instance RH-1-2001;

ATTENDU QUE les décisions rendues par l'Office au sujet de la demande sont énoncées dans ses motifs de décision datés de novembre 2001 et dans la présente ordonnance;

ATTENDU QU'après avoir examiné la preuve et les plaidoiries, l'Office estime que les droits que TransCanada exigerait aux termes de l'ordonnance sont justes et raisonnables et n'entraînent pas de distinction injuste;

À CES CAUSES, IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 21 de la Loi,

1. Les droits provisoires actuels de TransCanada, tels que fixés par l'ordonnance AO-1-TGI-6-2000, sont maintenus en vigueur dans l'attente d'une décision définitive de l'Office concernant les droits de TransCanada en 2001 dans le cadre de l'instance RH-4-2001.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Michel L. Mantha
Secrétaire